

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας

Ετήσια Έκθεση 2019



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

Copyright ©2019, Institute of Energy for SE Europe (IENE)

All rights reserved. Κανένα τμήμα της παρούσας μελέτης δεν μπορεί να αναπαραχθεί ή διανεμηθεί σε οποιαδήποτε μορφή ή με οποιοδήποτε τρόπο χωρίς την γραπτή άδεια του Ινστιτούτου Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (IENE). Παρακαλώ σημειώστε ότι αυτή η έκδοση υπόκειται σε συγκεκριμένους περιορισμούς που αφορούν την χρήση και διανομή της.

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας - Ετήσια Έκθεση 2019

Μία Μελέτη του IENE (M03)



**ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ**

Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (IENE)
Αλεξάνδρου Σούτσου 3, 106 71 Αθήνα, Ελλάδα
T: +30 210 3628457, 3640278 F: +30 210 3646144
www.iene.gr, e-mail: secretariat@iene.gr

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας - Ετήσια Έκθεση 2019

Συγγραφείς

Δημήτρης Μεζαρτάσογλου

Επικεφαλής του Τμήματος Μελετών, ΙΕΝΕ

Κ. Ν. Σταμπολής

Εκτελεστικός Διευθυντής, ΙΕΝΕ

Ι. Χατζηβασιλειάδης

Πρόεδρος, ΙΕΝΕ

Αθήνα, Φεβρουάριος 2019

Η παρούσα Έκθεση χρηματοδοτήθηκε από ιδίους πόρους του Ινστιτούτου.

Αποποίηση ευθυνών (Disclaimer)

Η παρούσα μελέτη αποτελεί προϊόν συλλογικής εργασίας των ερευνητών του ΙΕΝΕ. Οι απόψεις που εκφράζονται αποτελούν τη συνισταμένη των διαφόρων αντιλήψεων και απόψεων. Επίσης, οι απόψεις που εκφράζονται εδώ δεν ανταποκρίνονται κατ' ανάγκη προς αυτές των οργανισμών που υποστηρίζουν, χρηματοδοτούν ή συνεργάζονται με το Ινστιτούτο.

Περιεχόμενα

	Σύνοψη Έκθεσης	10			
	Πρόλογος	16			
1	Εισαγωγή – Σκοπός Έργου	18	7	Αδυναμίες του Ενεργειακού Τομέα της Ελλάδας	126
2	Παγκόσμια και Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές	22	7.1.	Γενικές Παρατηρήσεις	128
	2.1. Η Παγκόσμια Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές	24	7.2.	Υψηλή Ενεργειακή Εξάρτηση	128
	2.2. Η Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές	26	8	Αναπτυξιακές Δυνατότητες του Ενεργειακού Τομέα της Ελλάδας	134
	2.3. Η Σημασία του Πετρελαίου για την Ελληνική Οικονομία	29	9	Ο Ενεργειακός Ρόλος της Ελλάδας στη ΝΑ Ευρώπη	142
3	Η Παγκόσμια Ενεργειακή Αγορά	32	10	Βασικές Εξελίξεις ανά Κλάδο Ενέργειας στην Ελλάδα το 2017 και το Α' Δεκάμηνο του 2018	146
4	Η Ενεργειακή Αγορά στην Ελλάδα	38	11	Επικαιροποιημένο Μνημόνιο για την Ενέργεια στην Ελλάδα	152
	4.1. Πετρέλαιο και Πετρελαϊκά Προϊόντα	45	12	Ανάγκη για μία Εθνική Ενεργειακή Πολιτική	158
	4.2. Φυσικό Αέριο	55	13	Γενικά Συμπεράσματα	162
	4.3. Ηλεκτρισμός	72		Βιβλιογραφία	168
	4.4. Στερεά Καύσιμα	90		Παραρτήματα	170
	4.5. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)	92			
	4.6. Ενεργειακή Αποδοτικότητα και Συμπαράγωγή	100			
	4.7. Ενεργειακή Φτώχεια στην Ελλάδα	104			
5	Στόχοι Ενεργειακής Πολιτικής για την Ελλάδα	108			
	5.1. Ευρωπαϊκοί Στόχοι	111			
	5.2. Εθνικοί Στόχοι	109			
	5.3. Κλιματική Αλλαγή	112			
6	Η Σημασία της Ενέργειας στην Οικονομική Ανάπτυξη	120			

Διαγράμματα

Διάγραμμα 1	Συμμετοχή Ισοζυγίου Καυσίμων Ως Ποσοστό του Εμπορικού Ισοζυγίου Βάσει Αναθεωρημένων Στοιχείων ΤτΕ	31
Διάγραμμα 2	Παγκόσμια Πρωτογενής Ενεργειακή Ζήτηση ανά Χώρα το 2040 (Mtoe)	35
Διάγραμμα 3	Παγκόσμιες Ενεργειακές Εκπομπές Διοξειδίου του Άνθρακα (Gt CO ₂), 2017-2040	36
Διάγραμμα 4	Συνολική Τελική Κατανάλωση Καυσίμων (TFC) στην Ελλάδα, 1990 και 2016	40
Διάγραμμα 5	Συνολική Εικόνα Παραγωγής Ενέργειας, Συνολικής Παροχής Πρωτογενούς Ενέργειας (TPES) και Τελικής Κατανάλωσης Καυσίμων (TFC) στην Ελλάδα, 2015	41
Διάγραμμα 6	Συνολική Παροχή Πρωτογενούς Ενέργειας (TPES) ανά Πηγή Ενέργειας, 1973-2016	42
Διάγραμμα 7	Παραγωγή Ενέργειας ανά Πηγή Ενέργειας, 1973-2016	43
Διάγραμμα 8	Η Ενεργειακή Αυτάρκεια της Ελλάδας ανά Καύσιμο (Παραγωγή ως Μερίδιο της Συνολικής Παροχής Πρωτογενούς Ενέργειας), 1973-2016	43
Διάγραμμα 9	Συνολική Τελική Ενεργειακή Κατανάλωση της Ελλάδας ανά Κλάδο, 1973-2015	44
Διάγραμμα 10	Μερίδια Καυσίμων της Συνολικής Τελικής Ενεργειακής Κατανάλωσης ανά Τομέα, 2015	44
Διάγραμμα 11	Εισαγωγές Αργού Πετρελαίου της Ελλάδας ανά Χώρα, 2007-2016	45
Διάγραμμα 12	Εισαγωγές Αργού Πετρελαίου της Ελλάδας ανά Χώρα, 2016	45
Διάγραμμα 13	Εισαγωγές και Εξαγωγές Πετρελαϊκών Προϊόντων ανά Χώρα, 1979-2016	46
Διάγραμμα 14	Κατανάλωση Πετρελαίου ανά Τομέα, 1973-2015	46
Διάγραμμα 15	Κατανάλωση Πετρελαίου ανά Προϊόν, 2015	47
Διάγραμμα 16	Εξαγωγές Ελληνικών Διυλισμένων Πετρελαϊκών Προϊόντων, ανά Προϊόν, 2005-2016	48
Διάγραμμα 17	Αμόλυβδη Μέση Τιμή Αντλίας Αττικής (29/6/2018)	50
Διάγραμμα 18	Μερίδιο Φυσικού Αερίου της Ελλάδας σε Διάφορους Κλάδους, 1976-2016	56
Διάγραμμα 19	Εισαγωγές Φυσικού Αερίου της Ελλάδας ανά Χώρα, 1995-2016	57
Διάγραμμα 20	Κατανάλωση Φυσικού Αερίου της Ελλάδας ανά Κλάδο, 1982-2015	57
Διάγραμμα 21	Χονδρικές Τιμές Φυσικού Αερίου της Ελλάδας και της ΕΕ-28 (2013 και 2016)	59
Διάγραμμα 22	Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Μορφή Ενέργειας και Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Τομέα στην Ελλάδα, 2015/2016	72
Διάγραμμα 23	Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Μορφή Ενέργειας, 1973-2016	73
Διάγραμμα 24	Ισοζύγιο Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh) στις Διασυνδέσεις της Ελλάδας, 2016-2017	74
Διάγραμμα 25	Εισαγωγές και Εξαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα ανά Χώρα, 1990-2015	74
Διάγραμμα 26	Μεταβολή Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2016-2017	75
Διάγραμμα 27	Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα ανά Κλάδο, 1973-2015	75
Διάγραμμα 28	Χρονικά Ορόσημα που Συνέβαλλαν και Θα Συμβάλλουν στην Πλήρη Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας	76
Διάγραμμα 29	Χονδρεμπορικές Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα και στην ΕΕ-28 (2013 και 2016)	77
Διάγραμμα 30	Συνολική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας Ανά Επίπεδο Τάσης στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2012-2017	78
Διάγραμμα 31	Δημιουργία Τεσσάρων Νέων Αγορών και Καταμερισμός Αρμοδιοτήτων	83
Διάγραμμα 32	Μερίδιο Λιγνίτη στην Ενεργειακή Τροφοδοσία της Ελλάδας, 1976-2016	90
Διάγραμμα 33	Κατανάλωση Λιγνίτη ανά Κλάδο στην Ελλάδα, 1973-2015	91

Διάγραμμα 34	Μερίδιο ΑΠΕ επί της Συνολικής Παροχής Πρωτογενούς Ενέργειας, επί της Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και επί της Συνολικής Τελικής Κατανάλωσης στην Ελλάδα	92
Διάγραμμα 35	Μερίδιο ΑΠΕ επί της Συνολικής Παροχής Πρωτογενούς Ενέργειας στην Ελλάδα, 1973-2016	93
Διάγραμμα 36	Μερίδιο ΑΠΕ επί της Συνολικής Ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, 1973-2016	93
Διάγραμμα 37	Εγκατεστημένη Ισχύς Αιολικής, Ηλιακής και Υδροηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα, 2000-2015	95
Διάγραμμα 38	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Μονάδων ΑΠΕ σε Λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας και Φωτοβολταϊκών σε Στέγες ≤ 10 kW, 2015-2017	96
Διάγραμμα 39	Ηλεκτροπαραγωγή (GWh) Μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και Φωτοβολταϊκών σε Στέγες ≤ 10 kW, 2015-2017	96
Διάγραμμα 40	Ηλικία του Στόλου Επιβατικών Αυτοκινήτων σε Επιλεγμένες Ευρωπαϊκές Χώρες, 2014	101
Διάγραμμα 41	Ενεργειακή Ένταση στον Τομέα Μεταφορών Ανά Μέσο Μεταφοράς, 2000 και 2014	101
Διάγραμμα 42	Ενεργειακή Ένταση στον Βιομηχανικό Τομέα σε Επιλεγμένες Κατηγορίες, 2000 και 2014	102
Διάγραμμα 43	Ενεργειακή Ένταση στον Οικιστικό Τομέα Ανά Ενεργειακή Χρήση, 2000 και 2014	102
Διάγραμμα 44	Ηλικία Κτιριακού Αποθέματος Ανά Οικιστικά και Εμπορικά Κτίρια, 1980-2010	102
Διάγραμμα 45	Ποσοστό Πληρότητας Οικιστικών Κτιρίων, 2011	103
Διάγραμμα 46	Ποσοστό Ενεργειακής Φτώχειας στην ΕΕ το 2016	104
Διάγραμμα 47	Μειώσεις Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου (LHS) και Απόκλιση Μεταξύ Εκπομπών και Στόχων υπό τον Κανονισμό για τον Επιμερισμό των Προσπαθειών (RHS)	112
Διάγραμμα 48	Γενικοί Ενεργειακοί Στόχοι της Ελλάδας για την Περίοδο 2021-2030	113
Διάγραμμα 49	Εξέλιξη Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου ανά Τομέα Συνεισφοράς και Δείκτης Έντασης Εκπομπών στην Ελλάδα	116
Διάγραμμα 50	Εξέλιξη Ποσοστού Μείωσης Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου σε Σχέση με το 2005 στην Ελλάδα	116
Διάγραμμα 51	Εξέλιξη Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου Εκτός ΣΕΔΕ έως το 2040 για το Σενάριο Υφιστάμενων Πολιτικών και Μέτρων στην Ελλάδα	117
Διάγραμμα 52	Εξέλιξη Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου που Εντάσσονται στο ΣΕΔΕ Έως το 2040 για το Σενάριο Υφιστάμενων Πολιτικών και Μέτρων στην Ελλάδα	117
Διάγραμμα 53	Εξέλιξη Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου που Εντάσσονται στο ΣΕΔΕ Έως το 2040 για το Σενάριο Υφιστάμενων Πολιτικών και Μέτρων στην Ελλάδα	118
Διάγραμμα 54	Ακαθάριστος Σχηματισμός Παγίου Κεφαλαίου στον Ενεργειακό Κλάδο της Ελλάδας ως Ποσοστό του ΑΕΠ (2006-2015)	123
Διάγραμμα 55	Ενεργειακή Εξάρτηση της Ελλάδας	129
Διάγραμμα 56	Προστιθέμενη Αξία του Κλάδου ως Ποσοστό της Συνολικής Ακαθάριστης Προστιθέμενης Αξίας της Οικονομίας της Ελλάδας (LHS) και Απασχόληση στον Κλάδο ως Ποσοστό της Συνολικής Απασχόλησης (RHS)	136

Πίνακες

Πίνακας 1	Παγκόσμιο Οικονομικό Περιβάλλον (Ετήσια % Μεταβολή ΑΕΠ σε Πραγματικές Τιμές, εκτός αν αναφέρεται διαφορετικά)	25
Πίνακας 2	Εξέλιξη Βασικών Μακροοικονομικών Μεγεθών – Εθνικοί Λογαριασμοί (Εποχικά Διορθωμένα Στοιχεία, Σταθερές Τιμές 2010)	27
Πίνακας 3	Σύγκριση Προβλέψεων Για Επιλεγμένους Οικονομικούς Δείκτες Για Τα Έτη 2018-2019 (Σε Σταθερές Αγοραίες Τιμές 2010, Ετήσιες % Μεταβολές)	28
Πίνακας 4	Βασικά Μεγέθη Ελληνικής Πετρελαϊκής Αγοράς (2010-2017)	31
Πίνακας 5	Παγκόσμια Πρωτογενής Ενεργειακή Ζήτηση ανά Καύσιμο και Σενάριο (Mtoe)	34
Πίνακας 6	Ενεργά Διυλιστήρια στην Ελλάδα	48
Πίνακας 7	Κοιτάσματα Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα (Εκτιμώμενα, Δυνητικά και Βεβαιωμένα Αποθέματα, σε εκατ. βαρέλια)	52
Πίνακας 8	Συμβολαιοποιημένες Εισαγωγές Φυσικού Αερίου της Ελλάδας	58
Πίνακας 9	Εκτίμηση Ζήτησης Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα	59
Πίνακας 10	Μεταβολή Ηλεκτροπαραγωγής (GWh) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2016-2017	73
Πίνακας 11	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Μονάδων Παραγωγής στα ΜΔΝ - 2017	82
Πίνακας 12	Σχεδιασμός Ανταγωνιστικών Διαδικασιών για Τεχνολογίες και Κατηγορίες Έργων ΑΠΕ, 2018-2020	99
Πίνακας 13	SWOT Ανάλυση για την Ενεργειακή Αποδοτικότητα της Ελλάδας	103
Πίνακας 14	Παράγοντες που Συμβάλλουν στις Ενεργειακές Δυνατότητες της Ελλάδας	124
Πίνακας 15	Αναπτυξιακές Δυνατότητες για τον Ενεργειακό Τομέα στην Ελλάδα	129
Πίνακας 16	Αναπτυξιακές Δυνατότητες για τον Ενεργειακό Τομέα στην Ελλάδα	134
Πίνακας 17	Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα (2018-2027)	137
Πίνακας 18	Παραδοχές Εκτιμήσεων για Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα (2018-2027)	138
Πίνακας 19	Ποσότητες Φυσικού Αερίου που θα Διέρχονται Μέσω Ελλάδας (2020-2030)	144
Πίνακας 20	Συνολική Καθαρή Εγκατεστημένη Ισχύς στην Ελλάδα το 2017	166
Πίνακας 21	Συνολική Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα το 2017	166

Χάρτες

Χάρτης 1	Ο Αγωγός TAP	63
Χάρτης 2	Διαδρομή IGB	64
Χάρτης 3	Διαδρομή ITGI-Poseidon	65
Χάρτης 4	Αγωγός Ελλάδας-ΠΓΔΜ (IGF)	65
Χάρτης 5	Αγωγός IAP	66
Χάρτης 6	Αγωγός Φυσικού Αερίου Turkish Stream	66
Χάρτης 7	Ο Κάθετος Διάδρομος	68
Χάρτης 8	Ο Αγωγός East Med	69
Χάρτης 9	Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας (Απρίλιος 2017)	79
Χάρτης 10	Γεωγραφική Κατανομή Σταθμών Παραγωγής της ΔΕΗ	80
Χάρτης 11	Γεωγραφική Κατανομή των Ιδιωτικών Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής	80
Χάρτης 12	Διασυνδέσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας στη ΝΑ Ευρώπη	83
Χάρτης 13	Ηλεκτρική Διασύνδεση των Κυκλάδων	85
Χάρτης 14	Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα της Ελλάδας	86
Χάρτης 15	Εκμεταλλεύσιμα Λιγνιτικά Αποθέματα της Ευρώπης	92
Χάρτης 16	Υφιστάμενα Βεβαιωμένα Και Πιθανά Γεωθερμικά Πεδία της Ελλάδας	95

Μονάδες Μέτρησης

bcm	billion cubic meter	kWh	kilowatt hour
bbl	barrel of crude oil	MWh	megawatt hour
toe	tonne of oil equivalent	GWh	gigawatt hour
MJ	megajoule	TWh	terawatt hour
GJ	gigajoule	oC	degrees of Celsius
kWp	kilowatt peak	m	meter
kVA	kilovolt-ampere	cm	cubic meter
MW	megawatt	km	kilometer
GW	gigawatt		

Σύνοψη Έκθεσης

Η παρούσα Έκθεση του IENE για τον ελληνικό ενεργειακό τομέα, την οποία το Ινστιτούτο ευελπιστεί να καθιερώσει σε ετήσια βάση, έχει ως απώτερο σκοπό την ενημέρωση όλων των ενδιαφερομένων που δραστηριοποιούνται στον τομέα της ενέργειας για όσα προγραμματίστηκαν ή και υλοποιήθηκαν κατά το προηγούμενο έτος, αλλά και με εκτιμήσεις για το μέλλον. Ειδικά, η παρούσα πρώτη Έκθεση συμπεριλαμβάνει έναν απολογισμό των ενεργειακών εξελίξεων των τελευταίων δέκα ετών στην Ελλάδα για λόγους καλύτερης πληροφόρησης.

Όσον αφορά το 2018, ουσιαστική πρόοδος έχει ήδη επιτελεσθεί σε βασικά έργα υποδομής, στο χώρο των επενδύσεων, αλλά και στο αρκετά σύνθετο εγχείρημα της χάραξης ενεργειακής πολιτικής. Το 2018 σηματοδότησε νέα δεδομένα στον ενεργειακό τομέα της Ελλάδας, με σημαντικές θεσμικές παρεμβάσεις που είχαν ως κύριο στόχο την ενίσχυση του ανταγωνισμού σε όλα τα επίπεδα, είτε επιφέροντας περαιτέρω απελευθέρωση της λιανικής αγοράς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, είτε περιορίζοντας τη μονοπωλιακή πρόσβαση της ΔΕΗ στον λιγνίτη, μέσω της πώλησης των λιγνιτικών της μονάδων σε Μεγαλόπολη και Μελίτη. Οι εξαιρετικά ενδιαφέρουσες εξελίξεις του 2018 στον ενεργειακό τομέα της Ελλάδας – τόσο σε επίπεδο θεσμικών αλλαγών, όσο και στην υλοποίηση συγκεκριμένων έργων – δημιουργούν αισιόδοξες προοπτικές για το 2019. Ακολουθεί περίληψη των βασικών ενεργειακών εξελίξεων στην Ελλάδα το 2018 ή/και σχετικές προοπτικές ανά κλάδο ενέργειας.

Ηλεκτρισμός

Στον κλάδο της ηλεκτρικής ενέργειας, μία βασική εξέλιξη εντός του 2019 αναμένεται να είναι η κατάργηση του μοντέλου υποχρεωτικής κοινοπραξίας (mandatory pool) που ισχύει σήμερα, με την έναρξη του Χρηματιστηρίου Ενέργειας, με σημαντική προεργασία να έχει ήδη γίνει το 2018 από πλευράς ΥΠΕΝ, ΡΑΕ, ΛΑΓΗΕ και Ελληνικό Χρηματιστήριο. Από κάθε άποψη, κρίσιμη για το περαιτέρω άνοιγμα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας θα είναι η προσπάθεια μερικής αποεπένδυσης της ΔΕΗ που βρίσκεται σε πλήρη εξέλιξη μέσω του διαγωνισμού για την πώληση των λιγνιτικών μονάδων σε Μελίτη και Μεγαλόπολη. Εάν ο διαγωνισμός πετύχει και αναδειχθούν αξιόπιστοι επενδυτές, τότε η ΔΕΗ θα έχει περάσει ένα μεγάλο εμπόδιο και θα μπορέσει να επικεντρωθεί απερίσπαστη στην ανάπτυξη του κλάδου των ΑΠΕ, που έχει απόλυτη ανάγκη και θεωρείται ειλημμένη απόφαση στο πλαίσιο της νέας της στρατηγικής. Παράλληλα, εκτιμάται ότι με την αποεπένδυση στους λιγνίτες και με την ταυτόχρονη λειτουργία της νέας ενεργειακής χρηματιστηριακής αγοράς, θα εκλείψουν οι λόγοι

για τη συνέχιση των δημοπρασιών τύπου NOME, κάτι που αναμφίβολα θα βοηθήσει στη βελτίωση της οικονομικής κατάστασης της Επιχείρησης.

Σημαντικές είναι, επίσης, οι εξελίξεις στις ηλεκτρικές διασυνδέσεις της Ελλάδας. Σχετικά με την ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα, οι συμβάσεις για την υλοποίηση της πρώτης φάσης (δηλ. Κρήτης-Πελοποννήσου), γνωστής ως «μικρή» διασύνδεση, έχουν ήδη υπογραφεί, με την έναρξη της κατασκευής να προγραμματίζεται μέχρι το τέλος του τρέχοντος έτους. Για τη δεύτερη φάση (δηλ. Κρήτης-Αττικής), γνωστή ως «μεγάλη» διασύνδεση, η υπόθεση είναι σύνθετη και αναμένεται να υπάρξουν έντονες διαβουλεύσεις μεταξύ Βρυξελλών, Αθήνας και Κύπρου όσον αφορά την κατασκευή του έργου. Πιο συγκεκριμένα, η θυγατρική εταιρεία του ΑΔΜΗΕ «Αριάδνη Interconnection» διεκδικεί την κατασκευή της συγκεκριμένης ηλεκτρικής διασύνδεσης (βάσει απόφασης της ΡΑΕ), ενώ για το ίδιο έργο ως φορέας υλοποίησης εμφανίζεται και η κυπριακών συμφερόντων εταιρεία EuroAsia Interconnector, επίσημος φορέας υλοποίησης της ηλεκτρικής διασύνδεσης Ισραήλ - Κύπρος - Κρήτη - Αττική. Αναφορικά με τις ηλεκτρικές διασυνδέσεις των Δωδεκανήσων, αυτές παραπέμπονται στο μακρινό 2029 και των νησιών του Βορείου Αιγαίου στο 2031.

Η πρώτη σημαντική αλλαγή στον κλάδο της ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιήθηκε το 2017, καθώς από την 1η Ιανουαρίου 2018 η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας έχει πλέον απελευθερωθεί σε πανελλαδική κλίμακα. Και αυτό διότι από τη συγκεκριμένη ημερομηνία τέθηκε σε εφαρμογή η άρση του μονοπωλίου της ΔΕΗ σε όλα ανεξαιρέτως τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, ενώ προηγήθηκε η Κρήτη και η Ρόδος, όπου ήδη δίνουν το «παρών» και ιδιώτες προμηθευτές. Άνοιξε έτσι ο δρόμος για τους εναλλακτικούς παρόχους, ώστε να δραστηριοποιηθούν δυναμικά και στα υπόλοιπα 30 αυτόνομα δίκτυα του Αιγαίου, μικρού και μεσαίου μεγέθους, με την εγγραφή τους στο αντίστοιχο Μητρώο Εκπροσώπων Φορτίου, μειώνοντας το ενεργειακό κόστος.

Το 2018 ξεκίνησε, επίσης, η συζήτηση για τη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού, η οποία πρόκειται να αναδιοργανωθεί πλήρως με την έναρξη λειτουργίας του Χρηματιστηρίου Ενέργειας εντός του 2019. Έτσι, εντός του τρέχοντος έτους, το mandatory pool θα δώσει τη θέση του σε τέσσερις νέες αγορές: (α) την αγορά της επόμενης ημέρας (Day Ahead), (β) την ενδοημερήσια αγορά (Intraday), (γ) την αγορά εξισορρόπησης (Balancing) και (δ) την αγορά ενεργειακών χρηματοπιστωτικών μέσων, στο πλαίσιο της οποίας θα γίνονται διαπραγματεύσεις συμβολαίων αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας. Δικαίωμα συμμετοχής θα έχουν ηλεκτροπαραγωγοί, εταιρείες

εμπορίας ηλεκτρικού ρεύματος, προμηθευτές, αλλά και ενεργοβόροι καταναλωτές (βιομηχανίες). Όσον αφορά τους προμηθευτές, η διεθνής εμπειρία δείχνει πως το Χρηματιστήριο Ενέργειας θα τους επιτρέψει να περιορίσουν το επιχειρηματικό τους ρίσκο και να προγραμματίζουν με μεγαλύτερη ασφάλεια τις μακροπρόθεσμες επιχειρηματικές τους κινήσεις. Κάτι που αναμένεται να οδηγήσει στην παροχή πιο ανταγωνιστικών τιμολογίων προς τους πελάτες τους, ώστε να μειωθούν τα τιμολόγια ρεύματος για τα νοικοκυριά και τις επιχειρήσεις.

Φυσικό Αέριο

Η προοπτική μετατροπής της Ελλάδας σε πύλη εισόδου φυσικού αερίου για τη βαλκανική αγορά ξεκίνησε το 2018, με έργα που ολοκληρώθηκαν ή αναμένεται να ολοκληρωθούν εντός του 2019. Η αναβάθμιση του τερματικού σταθμού LNG του ΔΕΣΦΑ στη Ρεβυθούσα ολοκληρώθηκε στα τέλη του περασμένου Νοεμβρίου, ενώ στο πλαίσιο της αναβάθμισης, προβλέπεται η επέκταση των λιμενικών εγκαταστάσεων, ώστε να μπορούν σε αυτό να ελλιμενισθούν πλοία χωρητικότητας έως 260.000 κυβικών μέτρων, δηλ. τα μεγαλύτερα σκάφη μεταφοράς LNG που υπάρχουν αυτή τη στιγμή. Ωστόσο, το έργο που ξεχωρίζει είναι η προσθήκη μίας τρίτης δεξαμενής στις εγκαταστάσεις, χωρητικότητας 95.000 κυβικών μέτρων, αυξάνοντας με αυτόν τον τρόπο την εγγυημένη χωρητικότητα της Ρεβυθούσας στα 220.000 κυβικά μέτρα.

Προς την ίδια κατεύθυνση αναμένεται να συμβάλει και ο πλωτός τερματικός σταθμός LNG ή FSRU στην Αλεξανδρούπολη, της εταιρείας Gastrade του ομίλου Κοπελούζου, η τελική επενδυτική απόφαση (FID) του οποίου εκτιμάται πως θα ληφθεί εντός του 2019. Το FSRU θα διαθέτει αποθηκευτικούς χώρους 170.000 κυβικών μέτρων και θα συνδέεται με αγωγό με το εθνικό σύστημα φυσικού αερίου, για να αποτελέσει το τέταρτο σημείο εισαγωγής φυσικού αερίου στην Ελλάδα και στη Νοτιοανατολική Ευρώπη. Το έργο αυτό αναμένεται να λειτουργεί συμπληρωματικά με τον διασυνδεδετήριο αγωγό φυσικού αερίου Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB), η κατασκευή του οποίου αναμένεται να ξεκινήσει το 2019. Το σημείο εισόδου του αγωγού θα βρίσκεται στην Κομοτηνή και εξόδου στη Stara Zagora στη Βουλγαρία. Επίσης, το έργο κατασκευής του TAP αναμένεται να ολοκληρωθεί μέχρι το τέλος του 2019, με απώτερο στόχο οι πρώτες παραδόσεις φυσικού αερίου να ξεκινήσουν το 2020. Ταυτόχρονα, η ενεργή υποστήριξη των κυβερνήσεων της Ελλάδας, της Κύπρου και του Ισραήλ για την υλοποίηση του υποθαλάσσιου αγωγού φυσικού αερίου East Med δημιουργεί μία νέα δυναμική, με την προοπτική να υπογραφεί η τελική διακρατική συμφωνία εντός του πρώτου τριμήνου του 2019.

Με τον ΔΕΣΦΑ (μετά τον επιτυχή διαγωνισμό αποκρατικοποίησης του ΤΑΙΠΕΔ) να είναι πλέον υπό νέο ιδιοκτησιακό καθεστώς και με νέα διοίκηση, παράγοντες της αγοράς εκτιμούν ότι θα

προχωρήσουν τώρα μια σειρά από εντελώς νέα έργα, όπως αυτό του διασυνδεδετήριου αγωγού με τα Σκόπια, καθώς και η αντίστροφη ροή του ελληνοτουρκικού αγωγού που ήδη λειτουργεί πάνω από μια δεκαετία. Η προώθηση του συγκεκριμένου έργου - σε συνδυασμό με την κατασκευή από τον ΔΕΣΦΑ παρακαμπτήριου αγωγού κατά μήκος των ελληνοτουρκικών συνόρων στον Έβρο - θεωρείται κλειδί ώστε να μπορέσει να επωφεληθεί η Ελλάδα από μία απευθείας διασύνδεση με τον επί τουρκικού εδάφους κόμβο του Turkish Stream. Επιπλέον, πολύ σημαντικό έργο για τον ΔΕΣΦΑ θα είναι η μετεξέλιξη του βάθρου εξισορρόπησης φορτίου (balancing point) που ήδη υφίσταται, σε εμπορικό κόμβο (gas trading hub), κάτι που αναμένεται εντός του 2020, ενισχύοντας το ρόλο του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας.

Επίσης, στις αρχές του 2018 επήλθε η πλήρης άρση του μονοπωλίου των ΕΠΑ Αττικής και Θεσσαλονίκης-Θεσσαλίας, καθώς πλέον και οι οικιακοί καταναλωτές μπορούν να αλλάξουν προμηθευτή φυσικού αερίου. Στην πράξη, η ολοκλήρωση της απελευθέρωσης της αγοράς φυσικού αερίου επηρεάζει και την αγορά ηλεκτρισμού, καθώς σχεδόν όλοι οι πάροχοι ηλεκτρικής ενέργειας έχουν ήδη εξασφαλίσει από τη ΡΑΕ άδεια προμήθειας του συγκεκριμένου καυσίμου, ενώ από την άλλη πλευρά οι δύο ΕΠΑ επεκτάθηκαν και στην προμήθεια ηλεκτρικού ρεύματος. Αυτό σημαίνει πως άνοιξε πλέον ο δρόμος για την προσφορά συνδυαστικών «πακέτων» ηλεκτρικού ρεύματος και φυσικού αερίου, ως ενός ενιαίου ενεργειακού προϊόντος. Μια σημαντική από κάθε άποψη εξέλιξη σε θεσμικό επίπεδο στον τομέα του φυσικού αερίου εντός του 2019 αναμένεται να είναι ο διαχωρισμός της ΔΕΠΑ σε δυο ξεχωριστές εταιρείες, ώστε να υπάρξει συμμόρφωση με τις ευρωπαϊκές επιταγές για τον διαχωρισμό (unbundling) μεταξύ της εμπορίας και της ιδιοκτησίας και διαχείρισης των υποδομών. Αυτό θα επιτρέψει τη δρομολόγηση της διαδικασίας για την ιδιωτικοποίηση της ΔΕΠΑ με πλέον πιθανή την είσοδό της στο Χρηματιστήριο Αθηνών μέσω αρχικής δημόσιας προσφοράς (IPO) το 2020.

Πετρέλαιο και Πετρελαϊκά Προϊόντα

Η εγχώρια αγορά καυσίμων επέστρεψε σε αρνητικό πρόσημο το 2018 υποχωρώντας κατά 5%, σε σύγκριση με το 2017, σύμφωνα με στοιχεία του ΥΠΕΝ. Πιο συγκεκριμένα, οι πωλήσεις βενζίνης εμφάνισαν υποχώρηση της τάξης του 5%, ενώ τα καύσιμα κίνησης, συμπεριλαμβανομένου και του diesel κίνησης, το οποίο κατέγραψε αύξηση, έκλεισαν το 2018 με οριακά θετικό πρόσημο στο 1,5%. Οι συνολικές πωλήσεις καυσίμων στην Ελλάδα κατέγραψαν σημαντική υποχώρηση εξαιτίας της μεγάλης πτώσης στη ζήτηση του πετρελαίου θέρμανσης, η κατανάλωση του οποίου υποχώρησε σε ποσοστό 17% το 2018 σε σύγκριση με έναν χρόνο πριν.

Τα συγκεκριμένα στοιχεία αποτυπώνουν τη δύσκολη κατάσταση που βιώνει για ακόμη μία χρονιά ο κλάδος

των καυσίμων, ο οποίος καλείται να ανταπεξέλθει όχι μόνο στην οικονομική κρίση, τη μείωση της κατανάλωσης και την υπερφορολόγηση, αλλά και στον ανταγωνισμό που υφίσταται από άλλες αγορές και καύσιμα που αποκτούν μεγαλύτερο μερίδιο τόσο στην κίνηση όσο και στη θέρμανση. Η τάση αυτή είναι εμφανής και από τη σημαντική αύξηση του πετρελαίου κίνησης τα τελευταία χρόνια, το οποίο έχει πλέον φτάσει στα επίπεδα της βενζίνης.

Στο πλαίσιο του διαγωνισμού του ΤΑΙΠΕΔ, που προκηρύχθηκε το 2018, για την πώληση του 50,1% των Ελληνικών Πετρελαίων (ΕΛΠΕ), είναι εξαιρετικά πιθανό να προχωρήσει η διαδικασία πώλησης του πλειοψηφικού τους πακέτου, βάσει του ενδιαφέροντος που έχει κατατεθεί από την ολλανδική Vitol και την ελβετική Glencore, αν και λόγω του μεγέθους και της πολυπλοκότητας της εξαγοράς, διαφαίνονται αβεβαιότητες για την επιτυχία του εγχειρήματος. Πιο θετικές εμφανίζονται οι προοπτικές αύξησης των εξαγωγών διυλισμένων προϊόντων από τους δυο μεγάλους ομίλους (δηλ. ΕΛΠΕ και Motoroil), με το συνολικό στόχο να υπολογίζεται στους 10,0 εκατ. μετρικούς τόνους, με ανάλογη βελτίωση των οικονομικών τους αποτελεσμάτων (δηλ. αύξηση των πωλήσεων και της κερδοφορίας).

Έρευνες Υδρογονανθράκων

Σημαντικές ήταν οι εξελίξεις το 2018 και στο μέτωπο της έρευνας υδρογονανθράκων στον ελληνικό χώρο, καθώς αρκετές θαλάσσιες και χερσαίες περιοχές της Δυτικής Ελλάδας βρέθηκαν στο «μικροσκοπιο» μεγάλων πολυεθνικών ομίλων, σε σύμπραξη με ελληνικές εταιρείες. Εντός του 2019, αναμένονται μετά από δεκαετίες και οι πρώτες γεωτρήσεις για κοιτάσματα υδρογονανθράκων στις νέες παραχωρήσεις (π.χ. Πατραϊκός, Κατάκολο) στην ελληνική επικράτεια, με την κοινοπραξία ΕΛΠΕ-Edison να έχει προγραμματίσει την πρώτη της ερευνητική γεώτρηση στην περιοχή του Πατραϊκού Κόλπου. Για την παραχώρηση στο Κατάκολο, η Energean Oil & Gas, η μόνη εταιρεία παραγωγός πετρελαίου στην Ελλάδα, έχει καταθέσει Μελέτη Περιβαλλοντικών και Κοινωνικών Επιπτώσεων, όπως και τις λοιπές αιτήσεις αδειών, ώστε να προχωρήσει στην πρώτη παραγωγική γεώτρηση εντός του 2019/2020. Η ίδια εταιρεία, συμμετέχοντας σε κοινοπραξία με την ισπανική Repsol, έχει σε εξέλιξη τις σεισμικές έρευνες στη χερσαία περιοχή των Ιωαννίνων, ενώ ξεκίνησε και την προετοιμασία για την χερσαία περιοχή της Αιτωλοακαρνανίας. Επιπλέον, η Energean Oil & Gas αναμένεται να ξεκινήσει και την παραγωγή πετρελαίου από το κοιτάσμα «Ήφιλον», δυτικά του κοιτάσματος Πρίνου.

Στις αρχές Ιουλίου 2018, ανακοινώθηκε κοινοπραξία Total-ExxonMobil-ΕΛΠΕ και επίσημα ως επιλεγείς αιτών από το ΥΠΕΝ, κατόπιν διεθνούς διαγωνισμού για τις θαλάσσιες περιοχές Νοτιοδυτικά και Δυτικά της Κρήτης για την παραχώρηση δικαιώματος έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων,

με τις συμβάσεις να αναμένεται να κυρωθούν σύντομα από τη Βουλή. Σε σχέση με την πρόταση των Repsol-ΕΛΠΕ για το θαλάσσιο οικόπεδο του Ιονίου, η διαδικασία της αξιολόγησης και των διαπραγματεύσεων για τις προσφορές είναι ακόμη σε εξέλιξη, χωρίς όμως κι αυτή να καθυστερήσει σημαντικά.

Ο Νόμος 4001/2011 επικαιροποίησε το νομικό πλαίσιο και δημιούργησε μια νέα κρατική αρχή για την προώθηση του τομέα των υδρογονανθράκων, την Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων (ΕΔΕΥ), υπό την εποπτεία του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας. Μετά την αναδιοργάνωση της ΕΔΕΥ το 2016, η Εταιρεία έχει πλέον πρωταρχικό ρόλο στην σχεδίαση και οργάνωση των διαγωνισμών για παραχωρήσεις, στην αξιολόγηση των υποβληθεισών προσφορών, ενώ έχει και την γενική επίβλεψη και συντονισμό των ερευνών και την ευθύνη παρακολούθησης της παραγωγής πετρελαίου και φυσικού αερίου.

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)

Όσον αφορά τον κλάδο των ΑΠΕ, μέσα στο 2018 αδειοδοτήθηκαν τα πρώτα φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα με το νέο καθεστώς στήριξης, το οποίο προβλέπει την αποζημίωση των έργων μέσω προσαύξησης επί της αγοραίας τιμής (feed-in premium) και μέσω προγραμματισμένων διαγωνισμών. Εντός του 2019, προγραμματίζεται η εγκατάσταση νέων αιολικών πάρκων σε αδειοδοτημένες περιοχές, τόσο στην ηπειρωτική, όσο και στη νησιωτική χώρα, με προοπτική όπως προστεθούν τουλάχιστον 400 MW νέας ισχύος. Να σημειώσουμε ότι η Ελλάδα, παρά το τεράστιο αιολικό δυναμικό που διαθέτει, έχει αξιοποιήσει μόνο ένα μικρό μέρος, αφού η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς δεν ξεπερνά σήμερα τα 3.000 MW. Παράλληλα, και σύμφωνα με παράγοντες της αγοράς ΑΠΕ, εκτιμάται ότι μέσα στους επόμενους μήνες πρόκειται να κατατεθεί νομοσχέδιο που θα απλοποιεί ορισμένες διαδικασίες της αδειοδότησης μονάδων ΑΠΕ, εξέλιξη που αναμένεται να ενισχύσει τις επενδύσεις στον συγκεκριμένο κλάδο, όπως και η σειρά διαγωνισμών για νέες μονάδες ΑΠΕ που προγραμματίζει η ΡΑΕ εντός του 2019.

Η εμπειρία των τελευταίων ετών δείχνει ότι οι ραγδαία εξελισσόμενες τεχνολογίες στις ΑΠΕ επιτυγχάνουν πολύ χαμηλές και ανταγωνιστικές τιμές με μια έντονη διείσδυση στο δίκτυο. Το ηλεκτρικό δίκτυο οδηγείται στον μετασχηματισμό με καινοτόμες τεχνολογίες για να ενσωματώσει την αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ με υψηλή απόδοση, αξιοπιστία και με νέες υπηρεσίες στους καταναλωτές, ενώ η αγορά μεταρρυθμίζεται και αναζητά νέα εργαλεία για να ανταποκριθεί στις νέες προκλήσεις για την λειτουργία της. Ο ηλεκτρισμός εξελίσσεται ως κύριος ενεργειακός φορέας με επέκταση των χρήσεων υποκαθιστώντας ορυκτά καύσιμα, καθώς διεισδύει σχεδόν παντού, όπως οι μεταφορές, η θέρμανση/ψύξη κλπ., αποτελώντας και μοχλό ανάπτυξης. Τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα και

η παραγωγή υδρογόνου για τις κυψέλες καυσίμου σε λεωφορεία και φορτηγά που εισέρχονται με γρήγορους ρυθμούς στην αγορά θα αποτελέσουν προέκταση του ηλεκτρικού δικτύου. Η Ελλάδα έχει σήμερα μία μεγάλη ευκαιρία να αναπτύξει σε μεγάλη κλίμακα τις ΑΠΕ, αρχίζοντας από τα δίκτυα, σε μία προσπάθεια να αλλάξει ριζικά το παραγωγικό της μοντέλο τόσο στον ηλεκτρισμό όσο και στις μεταφορές, αλλά και στην θέρμανση/ψύξη.

Ενεργειακή Αποδοτικότητα

Αναφορικά με τον κλάδο της ενεργειακής αποδοτικότητας, σημαντικό πρόγραμμα υποστήριξης είναι το συγχρηματοδοτούμενο Πρόγραμμα «Εξοικονομώ κατ' Οίκον», που παρέχει κίνητρα στους πολίτες προκειμένου να βελτιώσουν την ενεργειακή απόδοση των κατοικιών, εξοικονομώντας χρήματα και ενέργεια και αυξάνοντας με αυτόν τον τρόπο την αξία του. Τον Φεβρουάριο του 2018, υπογράφηκε η Υπουργική Απόφαση με την οποία ορίζονται οι όροι και οι προϋποθέσεις για να ενταχθεί κάθε ενδιαφερόμενος στο επιδοτούμενο Πρόγραμμα «Εξοικονομώ κατ' Οίκον II» συνολικού προϋπολογισμού €500 εκατ. Το πρόγραμμα παρέχει χρηματοδότηση για την υλοποίηση παρεμβάσεων, με στόχο την εξοικονόμηση ενέργειας στον οικιακό κτιριακό τομέα, τη μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης και κατά συνέπεια του ενεργειακού κόστους των νοικοκυριών, με ιδιαίτερη μέριμνα για τα χαμηλά και μεσαία εισοδήματα. Έχουν ήδη εγκριθεί 39.793 αιτήσεις, με συνέπεια να έχουν καλυφθεί περίπου το 70% των προβλεπόμενων κεφαλαίων. Το ΥΠΕΝ σχεδιάζει να προκηρύξει και τρίτο κατά σειρά «Εξοικονομώ κατ' Οίκον», στις αρχές του 2019, συνολικού προϋπολογισμού €200 εκατ., χάρις στο οποίο αναμένεται να βελτιώσουν το ενεργειακό τους προφίλ περίπου 20.000 κατοικίες.

Επίσης, ιδιαίτερα σημαντικό είναι το πρόβλημα της ενεργειακής φτώχειας στην Ευρώπη, συμπεριλαμβανομένης της Ελλάδας, το οποίο έχει ληφθεί υπόψη στον προαναφερθέντα μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό, προτείνοντας τρόπους αντιμετώπισής του. Σύμφωνα με στοιχεία του 2016 της Eurostat, περίπου 1 στους 3 Έλληνες δεν έχει την οικονομική δυνατότητα να θερμανθεί επαρκώς, κατατάσσοντας την Ελλάδα στην τρίτη χαμηλότερη θέση, καθώς μεγαλύτερα ποσοστά καταγράφηκαν μόνο στη Λιθουανία (29,3%) και τη Βουλγαρία (39,2%), με το 9% των κατοίκων της Ε.Ε. να αδυνατεί να εξασφαλίσει επαρκή θέρμανση. Το φαινόμενο της ενεργειακής φτώχειας επιδεινώνεται στις χώρες που επλήγησαν περισσότερο από την οικονομική κρίση, αφού αμέσως μετά την Ελλάδα ακολουθούν η Κύπρος (24,3%), η Πορτογαλία (22,5%) και η Ιταλία (16,1%), παρά το γεγονός ότι πρόκειται για τρία μεσογειακά κράτη, με σχετικά ήπιους χειμώνες. Με βάση τα στοιχεία της Eurostat, η οικονομική κρίση στη χώρα μας άρχισε να επιδεινώνει το πρόβλημα της ενεργειακής φτώχειας από το 2011, όταν το ποσοστό των Ελλήνων που δεν μπορούσαν να θερμανθούν επαρκώς έφτασε το 18,6%. Έκτοτε, το

συγκεκριμένο ποσοστό αυξανόταν συνεχώς για μία τριετία, αγγίζοντας το 26,1% το 2012, το 29,5% το 2013 και το 32,9% το 2014, ενώ το 2015 μειώθηκε ελαφρώς στο 29,2%, όπου και σταθεροποιήθηκε.

Ενεργειακή Πολιτική

Ακόμα μία θετική και πολύ ενθαρρυντική εξέλιξη στον τομέα της ενεργειακής πολιτικής (policy) είναι η ολοκλήρωση σε πρώτη φάση του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού από την Εθνική Επιτροπή για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) του ΥΠΕΝ και η πρόσφατη υποβολή του στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή στα τέλη Ιανουαρίου 2019, μετά την ενσωμάτωση των παρατηρήσεων που προέκυψαν από τη δημόσια διαβούλευση. Επομένως, η χώρα αποκτά ένα πολύ χρήσιμο εργαλείο για τη χάραξη στρατηγικής στον ενεργειακό τομέα, καθώς το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας, όπως και αυτό πολλών άλλων χωρών, ιδίως στη ΕΕ, εισέρχεται τώρα σε μια μεταβατική περίοδο με απώτερο στόχο την απανθρακοποίηση στην παραγωγή και χρήση ενέργειας και τη μετάβαση σε ένα πλέον καθαρό περιβάλλον, με δραστική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Το Σχέδιο αυτό από μόνο του δεν συνιστά μία Εθνική Ενεργειακή Πολιτική, αλλά μπορεί να συμπληρωθεί λαμβάνοντας υπόψη το σύνολο του ενεργειακού τομέα, ώστε να αποτελέσει μία Στρατηγική Agenda για την ενέργεια και το κλίμα, ακολουθώντας τα σχέδια εφαρμογής αναπροσαρμοζόμενα στις εκάστοτε εξελίξεις για την επίτευξη των στόχων για το 2030.

Κλιματική Αλλαγή

Η κλιματική αλλαγή δεν αποτελεί απλώς ένα περιβαλλοντικό πρόβλημα. Σχετίζεται άμεσα με το αναπτυξιακό μοντέλο μιας χώρας ή περιοχής σε παγκόσμιο επίπεδο, καθώς παραγωγικοί κλάδοι και τομείς επηρεάζονται άμεσα ή έμμεσα από την κλιματική αλλαγή και οφείλουν να εντείνουν τα μέτρα για την αντιμετώπισή της και να προσαρμοσθούν σε αυτή για να διατηρήσουν τη δυναμική τους.

Στο ίδιο πλαίσιο εντάσσεται και η Ελλάδα, με βασική προτεραιότητα τη χάραξη μιας μακροπρόθεσμης ενεργειακής πολιτικής και την αναθεώρηση του θεσμικού πλαισίου της, ώστε να λαμβάνει υπόψη τη διάσταση της κλιματικής αλλαγής. Η αναθεώρηση αυτή ουσιαστικά αφορά στον τρόπο παραγωγής και χρήσης της ενέργειας, στο Γενικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης, τα Περιφερειακά Πλαίσια και τα Ειδικά Χωροταξικά Πλαίσια για τις ΑΠΕ, μεταξύ άλλων.

Για την αντιμετώπιση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής ήδη έχουν δρομολογηθεί συγκεκριμένα μέτρα περιορισμού των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και προσαρμογής σε εθνικό επίπεδο στο πλαίσιο των συμφωνιών που έχουν συναφθεί τα προηγούμενα έτη. Στο πλαίσιο των διεργασιών της 21ης Διάσκεψης των Μερών (COP21) της Σύμβασης-Πλαισίου των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή (UNFCCC), η οποία διεξήχθη το 2015 στο Παρίσι, 195 χώρες

συμφώνησαν σε μια νέα παγκόσμια, φιλόδοξη και νομικά δεσμευτική συμφωνία για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Η Ελλάδα κύρωσε την Συμφωνία των Παρισίων τον Οκτώβριο του 2016 με τον Ν. 4426/2016. Οι συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου εμφάνισαν μείωση της τάξεως του 33% το 2016, σε σχέση με το 2005, ενώ σε απόλυτα μεγέθη διαμορφώθηκαν σε χαμηλότερο επίπεδο από το αντίστοιχο του 1990, σύμφωνα με το σχέδιο κειμένου της Εθνικής Επιτροπής για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ).

Ενεργειακές Επενδύσεις

Οι ενεργειακές επενδύσεις της Ελλάδας σε μικρά και μεγάλα έργα παραγωγής και διαχείρισης ενέργειας αναμένεται να αποτελέσουν έναν από τους βασικούς κινητήριους αναπτυξιακούς μοχλούς όχι μόνο για τον ενεργειακό τομέα αλλά συνολικά για την ελληνική οικονομία. Σε θεσμικό επίπεδο, η ενεργειακή αγορά περιμένει με ενδιαφέρον το ειδικό χωροταξικό για τις ΑΠΕ, το οποίο αναμένεται να συμβάλει ως αναπτυξιακός παράγοντας στην προσέλκυση επενδύσεων με συγκεκριμένους όρους και προϋποθέσεις και παράλληλα τη βάση για την επίτευξη των εθνικών στόχων για την ενεργειακή μετάβαση και την ενίσχυση της συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα. Υπάρχουν σήμερα στην Ελλάδα σημαντικές επενδυτικές ευκαιρίες στον πρωτογενή ενεργειακό τομέα (πχ. έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων, ΑΠΕ και ενεργειακή αποδοτικότητα), αλλά και στη μεταφορά, διανομή και υποδομές φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού. Οι εκτιμώμενες ενεργειακές επενδύσεις στην Ελλάδα για την περίοδο 2018-2027, όπως καταγράφονται στην παρούσα Έκθεση, ανέρχονται σε €45,5 δις. Οι συγκεκριμένες εκτιμήσεις λαμβάνουν υπόψη μία σειρά από παραδοχές, συμπεριλαμβανομένης της υπόθεσης ότι η χώρα θα ακολουθεί πορεία ανάπτυξης και όχι ύφεσης την επόμενη δεκαετία με μέσο ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης της τάξεως του 1,5%.

Ωστόσο, υπάρχουν κίνδυνοι και αβεβαιότητες, που εντάσσονται στην οικονομική σφαίρα (δηλ. ύφεση, τραπεζική κρίση, μείωση ζήτησης, κλπ.), στο αδύναμο ρυθμιστικό πλαίσιο (δηλ. ελλειπές νομικό και νομοθετικό πλαίσιο, γραφειοκρατία, κλπ.), στην απουσία εξειδικευμένων μελετών, αλλά και στην ασφάλεια υποδομών, μεταξύ άλλων, που ενδέχεται να επηρεάσουν τις προαναφερθείσες ενεργειακές επενδύσεις.

Οι προοπτικές και οι στόχοι για μελλοντικές επενδύσεις που αναφέρονται στην παρούσα Έκθεση θα πρέπει να συνεκτιμηθούν λαμβάνοντας υπόψη τους ανωτέρω ορατούς περιορισμούς. Επειδή, όμως, οι επενδύσεις αποτελούν κλειδί τόσο για τη βραχυπρόθεσμη όσο και για τη μακροπρόθεσμη ανάπτυξη της ελληνικής οικονομίας, η στόχευση για αξιοποίηση του υψηλού επενδυτικού δυναμικού που προσφέρει ο ενεργειακός τομέας θα πρέπει να παραμείνει σταθερή. Έτσι, οι συνολικές μελλοντικές επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα, που έχει υπολογίσει και καταγράψει το ΙΕΝΕ, θα πρέπει να θεωρηθούν περισσότερο ως ένα εκτιμώμενο «δυναμικό» επενδύσεων παρά ως ένα απόλυτο νούμερο. Όπως υποστηρίζεται διεθνώς, με τον ενεργειακό τομέα να βαίνει σε μετασχηματισμό, η έγκαιρη δρομολόγηση και υλοποίηση των αναγκαίων επενδύσεων αποτελεί την κρίσιμη παράμετρο για την επίτευξη ανταγωνιστικού ενεργειακού κόστους.





Πρόλογος

“ Εδώ και καιρό υπήρχε η σκέψη στο ΙΕΝΕ για τη σύνταξη και έκδοση σε ετήσια βάση μιας εμπεριστατωμένης Έκθεσης για τον ενεργειακό τομέα της χώρας. Μία Έκθεση, η οποία θα περιλαμβάνει τις σημαντικότερες εξελίξεις του προηγούμενου έτους σε όλους τους κλάδους ενέργειας τόσο από πλευράς νομοθετικού και κανονιστικού πλαισίου, σχετικών Οδηγιών και ρυθμίσεων της ΕΕ, όσο και από πλευράς ολοκληρωθέντων έργων και επενδύσεων, ενώ παράλληλα θα διατυπώνει εκτιμήσεις για τα αμέσως επόμενα χρόνια. Μέχρι σήμερα το επιστημονικό προσωπικό του Ινστιτούτου είχε ως προτεραιότητα την ενημέρωση για θέματα ενεργειακού ενδιαφέροντος στην ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης. Όμως, οι θετικές εξελίξεις εντός του ΙΕΝΕ στον τομέα των μελετών τα τελευταία δύο χρόνια επέτρεψαν την ολοκλήρωση της πρώτης αυτής συνολικής Έκθεσης για τον ελληνικό ενεργειακό τομέα, την οποία το Ινστιτούτο στοχεύει από εδώ και στο εξής να εκδίδει σε ετήσια βάση στις αρχές κάθε έτους, συμβάλλοντας με αυτόν τον τρόπο στην ενημέρωση όλων των ενδιαφερομένων που δραστηριοποιούνται στον τομέα της ενέργειας.

Η παρούσα Έκθεση επιχειρεί έναν απολογισμό των πλέον σημαντικών ενεργειακών εξελίξεων του 2017 και του 2018 που σημειώθηκαν στην Ελλάδα. Αναπόφευκτα, η πρώτη αυτή Έκθεση καλύπτει εξελίξεις και στοιχεία των τελευταίων δέκα ετών, έτσι ώστε ο αναγνώστης να έχει μέτρο σύγκρισης και μια ευρύτερη βάση αναφοράς. ”

Εισαγωγή - Σκοπός Έργου







1. Εισαγωγή – Σκοπός Έργου

Η τελευταία πενταετία (2014-2018) ήταν περίοδος σημαντικών αλλαγών στον ενεργειακό τομέα τόσο σε εθνικό όσο και σε διεθνές επίπεδο. Η μεγάλη πτώση των τιμών του αργού πετρελαίου κατά το Β' Εξάμηνο του 2014 και η διατήρησή τους σε χαμηλά επίπεδα, σχεδόν 50% κάτω του μέσου όρου της περιόδου 2010-2014, για το 2015 και 2016 και το Α' Εξάμηνο του 2017, είχε σοβαρές επιπτώσεις στην καθοδική τάση που επικράτησε παγκόσμια στις τιμές φυσικού αερίου, ηλεκτρισμού και ρύπων. Σχεδόν ταυτόχρονα παρατηρήθηκε επιτάχυνση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο και ιδιαίτερα αυτό του ηλεκτρισμού, με αξιόλογη μείωση των τιμών προμήθειας και εγκατάστασης φωτοβολταϊκών και αιολικών μονάδων με αποτέλεσμα σε πολλές περιπτώσεις η τιμή της παραγόμενης από ΑΠΕ ηλεκτρικής ενέργειας να είναι ανταγωνιστική με αυτή από στερεά καύσιμα. Την ίδια περίοδο παρατηρούμε καθοριστικές εξελίξεις στην παραγωγή σχιστολιθικού φυσικού αερίου και πετρελαίου στις ΗΠΑ με άμεσο αποτέλεσμα την μείωση του κόστους παραγωγής και προμήθειας και την σταδιακή εκτόπιση του άνθρακα από την παραγωγή ηλεκτρισμού στις ΗΠΑ, παρά τις συστηματικές προσπάθειες της κυβέρνησης Donald Trump να διατηρήσει με κάθε κόστος τον άνθρακα ως βασική πηγή στην ηλεκτροπαραγωγή.

Η Συμφωνία των Παρισίων τον Δεκέμβριο του 2015, μία παγκόσμια συμφωνία για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, αναγκάζει τις χώρες και τις ενεργειακές εταιρείες να τροποποιήσουν τα προγράμματά τους για την μείωση των εκπομπών CO₂. Ως εκ τούτου, τα νέα προγράμματα και οι στόχοι σε παγκόσμια κλίμακα καθορίζουν την πορεία και το μέλλον του ενεργειακού τομέα για την μετάβαση σε μια νέα ενεργειακή εποχή για τις αναπτυσσόμενες και αναπτυσσόμενες οικονομίες. Η αποχώρηση των ΗΠΑ από την Συμφωνία των Παρισίων τον Ιούνιο του 2017 δεν φαίνεται να αλλάζει την πορεία, γιατί ο δρόμος έχει πλέον χαραχθεί με γνώμονα κυρίως την οικονομία, την τεχνολογία και το περιβάλλον. Επομένως, αυτός ο προσανατολισμός για τον μετασχηματισμό του ενεργειακού τομέα αποτελεί μια ακόμη αφορμή για την έκδοση της παρούσας Έκθεσης.

Την ίδια περίοδο στην Ελλάδα παρατηρούνται μεγάλες αλλαγές στον τρόπο οργάνωσης και λειτουργίας της αγοράς (περαιτέρω απελευθέρωση αγορών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου), στην προώθηση μεγάλου και μεσαίου μεγέθους έργων υποδομής (βλ. ηλεκτρικές διασυνδέσεις, αγωγοί φυσικού αερίου, μονάδες LNG, νέες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής), στην προώθηση των ερευνών υδρογονανθράκων, στο νομικό καθεστώς και στο ρυθμιστικό πλαίσιο, καθώς και στις ιδιωτικοποιήσεις. Μία δε από τις πολλές σημαντικές εξελίξεις θεωρείται η υιοθέτηση του Target Model για την λειτουργία των αγορών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου και

η επιτελεσθείσα πρόοδος για την δημιουργία του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας.

Τα τελευταία ενεργειακά δεδομένα στέλνουν μικτά σήματα σχετικά με τον ρυθμό και την κατεύθυνση της αλλαγής που συντελείται στο παγκόσμιο ενεργειακό στερέωμα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ αντιστοιχεί τώρα στο 25% της παγκόσμιας ηλεκτροπαραγωγής, με τα ηλιακά φωτοβολταϊκά να είναι πιο φθηνά από ποτέ, ενώ υπάρχουν ενδείξεις ότι η βραχυπρόθεσμη ανάπτυξη της νέας ηλιακής δυναμικότητας μπορεί να επιβραδυνθεί. Η απανθρακοποίηση έχει προβλεφθεί σε μεγάλο βαθμό, ενώ η παγκόσμια κατανάλωση άνθρακα υποχώρησε το 2015 και το 2016, αλλά αυξήθηκε το 2017. Η ενεργειακή αποδοτικότητα είναι αναμφίβολα ένας τρόπος επίτευξης πολλών στόχων ενεργειακής πολιτικής, αλλά η αυστηρότητα των νέων πολιτικών φαίνεται να εξασθενεί. Τα κράτη έχουν δεσμευθεί να αντιμετωπίσουν την κλιματική αλλαγή, αλλά μετά από τρία χρόνια σταθερής πορείας, οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ακολουθούν και πάλι ανοδική τροχιά. Επομένως, οι συγκεκριμένες ενδείξεις χαρακτηρίζουν τη σημερινή ενεργειακή μετάβαση ως σύνθετη, άνιση και πολλαπλών ταχυτήτων σε ένα σύστημα το οποίο είναι υπο πίεση προκειμένου να ικανοποιήσει την αυξημένη ενεργειακή ζήτηση.

Η δομή της παρούσας πρώτης Έκθεσης έχει ως εξής: Στο Κεφάλαιο 2 περιγράφεται το πλαίσιο μέσα στο οποίο λειτουργεί η παγκόσμια και η ελληνική οικονομία, αλλά και οι προοπτικές τους, το Κεφάλαιο 3 επικεντρώνεται στην τρέχουσα κατάσταση και τις τάσεις της παγκόσμιας ενεργειακής αγοράς, ενώ στο Κεφάλαιο 4 αναλύεται διεξοδικά η ενεργειακή αγορά της Ελλάδας ανά κλάδο ενέργειας, αλλά και το ιδιαίτερα σημαντικό κοινωνικό ζήτημα της ενεργειακής φτώχειας, που ταλανίζει την Ελλάδα, μεταξύ άλλων χωρών της ΝΑ Ευρώπης.

Επιπλέον, το Κεφάλαιο 5 περιγράφει συνοπτικά τους στόχους της Ευρωπαϊκής πολιτικής για την Ελλάδα, ενώ το Κεφάλαιο 6 αναλύει τον βαθμό στον οποίο συμβάλλει ο τομέας της ενέργειας στην οικονομική ανάπτυξη της χώρας. Τα Κεφάλαια 7 και 8 εστιάζουν στις αδυναμίες και στις αναπτυξιακές δυνατότητες του ενεργειακού τομέα της Ελλάδας αντίστοιχα. Ιδιαίτερα σημαντική είναι η αναφορά του Κεφαλαίου 9 στο επικαιροποιημένο Μνημόνιο για την ενέργεια στην Ελλάδα, με το Κεφάλαιο 10 να περιγράφει την ανάγκη για μία εθνική ενεργειακή στρατηγική. Τα Κεφάλαια 11 και 12 συνοψίζουν τα κύρια συμπεράσματα της Έκθεσης και τις βασικές εξελίξεις ανα πηγή ενέργειας το 2017 και το Α' Δεκάμηνο του 2018. Το Κεφάλαιο 11 επικεντρώνεται στο επικαιροποιημένο Μνημόνιο για την ενέργεια στην Ελλάδα, με το Κεφάλαιο 12 να περιγράφει την ανάγκη για μία εθνική ενεργειακή στρατηγική. Τα κύρια συμπεράσματα της Έκθεσης αναλύονται στο Κεφάλαιο 13.

Παγκόσμια και Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές



2. Παγκόσμια και Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές¹

2.1. Η Παγκόσμια Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές

Σύμφωνα με το Διεθνές Νομισματικό Ταμείο (ΔΝΤ)², η παγκόσμια οικονομία αναπτύχθηκε με μέσο ρυθμό 3,6% το δεύτερο τρίμηνο του 2018, όσο και στο αμέσως προηγούμενο τρίμηνο και ελαφρώς ταχύτερο από ότι στο ίδιο τρίμηνο πέρυσι (3,4%). Ωστόσο, η τάση δεν είναι ίδια σε όλες τις χώρες και τις ομάδες κρατών. Μεταξύ των πλέον αναπτυσσόμενων οικονομιών (G7), ο ρυθμός ανάπτυξης επιταχύνθηκε περισσότερο το εξεταζόμενο τρίμηνο μόνο στις ΗΠΑ και το Ηνωμένο Βασίλειο, κατά 0,3% και 0,1% αντίστοιχα, φθάνοντας το 2,9% και 1,2%. Από την άλλη πλευρά, η μεγαλύτερη οικονομική συρρίνωση σημειώθηκε στη Γαλλία, από 2,2% σε 1,7%. Επίσης, η οικονομία της Κίνας μείωσε οριακά τη μεγέθυνσή της, με το ρυθμό να είναι για ένα διάστημα τουλάχιστον δέκα τριμήνων στην περιοχή του 6,7% - 6,9%. Η οικονομική μεγέθυνση της Ινδίας επιταχύνθηκε σε 8,0%, από 7,5% το προηγούμενο τρίμηνο και 5,9% σε ετήσια βάση. Στη Λατινική Αμερική, η Βραζιλία αναπτύχθηκε με 1,0%, ρυθμός που είναι ο χαμηλότερος από το ξεκίνημα της ανάκαμψής της στο δεύτερο εξάμηνο του 2017, σύμφωνα με στοιχεία της τελευταίας τριμηνιαίας Έκθεσης του IOBE.

Το 2018, η μεγέθυνση της παγκόσμιας οικονομίας αναμένεται να διαμορφωθεί σε επίπεδο χαμηλότερο από ότι είχε προβλεφθεί αρχικά. Πιο συγκεκριμένα, η παγκόσμια οικονομία προβλέπεται να αναπτυχθεί κατά 3,7% το 2018, ίδια με την πρόβλεψη για το 2019 και αμετάβλητη σε σύγκριση με το ρυθμό ανάπτυξης το περασμένο έτος (2017). Σε αυτήν την εξέλιξη συμβάλλουν μια σειρά από παράγοντες, όπως το «παραγωγικό κενό» σε πολλές ανεπτυγμένες οικονομίες, η σταδιακή άνοδος των αμερικανικών επιτοκίων, οι έντονες πιέσεις στο επίπεδο τιμών και η αξία νομισμάτων αρκετών αναδυόμενων οικονομιών. Πρωτίστως, η εκατέρωθεν λήψη μέτρων εμπορικού προστατευτισμού από ισχυρές οικονομίες και οικονομικές ζώνες, αλλά και οι ενδεχόμενες επιπτώσεις από την αποχώρηση του Ηνωμένου Βασιλείου από την ΕΕ, το Brexit, επιβραδύνουν σταδιακά τη δυναμική του διεθνούς εμπορίου. Η αστάθεια σε μεγάλες αναδυόμενες αγορές, π.χ. Αργεντινή, Τουρκία, αυξάνει την αποτίμηση ρίσκου, όπως αυτή αποτυπώνεται στα επιτόκιά τους και πλήττει την επενδυτική εμπιστοσύνη, αναφέρει χαρακτηριστικά το IOBE.

Στις **ανεπτυγμένες οικονομίες**, ο ρυθμός μεγέθυνσης του ΑΕΠ διαμορφώθηκε κατά μέσο όρο στο 2,4% στο δεύτερο τρίμηνο του 2018, έναντι 2,5% στο πρώτο τρίμηνο του 2017 και 2,3% στο

σύνολο του περασμένου έτους. Το ΑΕΠ των χωρών-μελών του ΟΟΣΑ και των 20 ισχυρών οικονομιών παγκοσμίως (G20) αυξήθηκε κατά 2,5% και 3,9% αντίστοιχα την περίοδο Απριλίου-Ιουνίου, έναντι 2,6% και 3,9% αντίστοιχα το προηγούμενο τρίμηνο.

Μεταξύ των ανεπτυγμένων χωρών, στις **ΗΠΑ**, το δεύτερο τρίμηνο του 2018 σημειώθηκε επιτάχυνση του ρυθμού μεγέθυνσης για όγδοο συνεχόμενο τρίμηνο, στο 2,9%, έναντι 2,6% στην περίοδο Ιανουαρίου-Μαρτίου και μέσης ανάπτυξης 2,2% για το 2017. Η επιτάχυνση σε μεγάλο βαθμό επηρεάζεται από το πρόσφατο δημοσιονομικό πακέτο μείωσης φόρων στο εισόδημα και το κεφάλαιο, το οποίο ενίσχυσε τις προοπτικές για κατανάλωση και επενδύσεις, με την επιχειρηματική εμπιστοσύνη να παραμένει δυνατή. Βάσει των πρόσφατων προβλέψεων του ΔΝΤ (Απρίλιος 2018)³, αναμένεται ρυθμός ανάπτυξης 2,9% το 2018 και 2,5% το 2019. Εντωμεταξύ, η Κεντρική Τράπεζα των ΗΠΑ (FED) συνεχίζει την πολιτική σταδιακής αύξησης των επιτοκίων, η οποία συμπαρασύρει ανοδικά και την απόδοση του 10-ετούς ομολόγου της αμερικανικής κυβέρνησης. Οι βασικές προκλήσεις που αντιμετωπίζει η αμερικανική οικονομία σχετίζονται αφενός με την κλιμάκωση του εμπορικού προστατευτισμού, η οποία αυξάνει την αβεβαιότητα και πλήττει στις αναπτυξιακές της προοπτικές, αφετέρου με την προωθούμενη προ-κυκλική δημοσιονομική πολιτική, η οποία προβλέπεται ότι οδηγεί το συνολικό προϊόν σε επίπεδα ψηλότερα από το δυνητικό προϊόν, καθώς και ότι αυξάνει το δημοσιονομικό έλλειμμα, περιορίζοντας τη δυνατότητα δημοσιονομικής τόνωσης σε επερχόμενη οικονομική επιβράδυνση στο μέλλον.

Οι **αναδυόμενες και αναπτυσσόμενες οικονομίες** αναπτύχθηκαν με μέσο ρυθμό 4,7% το δεύτερο τρίμηνο του 2018, παρόμοιο με το προηγούμενο τρίμηνο, επίδοση που είναι η καλύτερη από το 2013. Ωστόσο, το ΔΝΤ αναθεώρησε προς τα κάτω την πρόβλεψη για το ρυθμό ανάπτυξης των αναπτυσσόμενων οικονομιών, σε 4,7% για τα έτη 2018 και 2019, από 4,9% το 2018 και 5,1% το 2019, που ήταν η αντίστοιχη εαρινή πρόβλεψη. Αντίστοιχη εικόνα μεγέθυνσης, αλλά αναθεωρημένων προς τα κάτω προοπτικών για τα έτη 2018 και 2019, παρουσιάζουν οι γεωγραφικές ζώνες εκτός ΕΕ που έχουν σημαντικές εμπορικές σχέσεις με την Ελλάδα, όπως η αναδυόμενη Ευρώπη (3,8% το 2018 και 2,0% το 2019, έναντι 4,6% και 3,7% προηγούμενης πρόβλεψης αντίστοιχα) και η Μέση Ανατολή-Βόρεια Αφρική (2,4% το 2018 και 2,7% το 2019, έναντι 3,4% και 3,7% προηγούμενης πρόβλεψης αντίστοιχα).

¹ Τα περισσότερα στοιχεία και η σχετική ανάλυση της παγκόσμιας και ελληνικής οικονομίας προήλθαν από την τελευταία τριμηνιαία Έκθεση του Ιδρύματος Οικονομικών και Βιομηχανικών Ερευνών (IOBE), «Η Ελληνική Οικονομία», Τριμηνιαία Έκθεση – Γ' Τρίμηνο 2018, http://iobe.gr/docs/economy/ECO_Q3_2018_REP_GR.pdf

² IMF's World Economic Outlook (Απρίλιος 2018)

³ IMF (2018), "World Economic Outlook Database – April 2018", <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2018/01/weodata/index.aspx>

Η οικονομία της **Κίνας** συνέχισε να αναπτύσσεται το δεύτερο τρίμηνο του 2018, αν και με χαμηλότερο ρυθμό (6,7%), ενώ τα προσωρινά στοιχεία για το τρίτο τρίμηνο αναφέρουν ρυθμό ανάπτυξης της τάξεως του 6,5%, σε σχέση με το 6,8% το πρώτο τρίμηνο και το 6,9% στο σύνολο του προηγούμενου έτους. Η εγχώρια ζήτηση, ειδικά οι δημόσιες επενδύσεις, αλλά και οι εξαγωγές που ωθούνται από την διψήφια υποτίμηση του κινεζικού νομίσματος στη διάρκεια του δεύτερου τριμήνου του έτους, κέρδισαν έδαφος συνεισφοράς στη μεγέθυνση στα μέσα του 2018. Ο ρυθμός μεγέθυνσης της Κίνας προβλέπεται να επιβραδυνθεί το 2018 σε 6,6%, και περαιτέρω το 2019, σε 6,2%, υπό την επίδραση του κλιμακούμενου εμπορικού πολέμου και της ανάγκης άσκησης περισσότερο περιοριστικών πολιτικών στο μέλλον. Σημαντικές προκλήσεις για την κινεζική οικονομία είναι η ταχύτατα αυξανόμενη πιστωτική επέκταση και το αυξανόμενο δημοσιονομικό έλλειμμα. Δεδομένου ότι το μέγεθος της οικονομίας της Κίνας ξεπερνά το 18,2% του παγκόσμιου ΑΕΠ και οι εξαγωγές της το 10,7% των παγκόσμιων εξαγωγών, η στάση της πολιτικής ηγεσίας σε σχέση με τον εντεινόμενο εμπορικό προστατευτισμό θα επηρεάσει την τάση της διεθνούς οικονομίας, αναφέρει χαρακτηριστικά το IOBE.

Πίνακας 1: Παγκόσμιο Οικονομικό Περιβάλλον
(Ετήσια % Μεταβολή ΑΕΠ σε Πραγματικές Τιμές, εκτός αν αναφέρεται διαφορετικά)

Οικονομία	2017	2018		2019	
		Πρόβλεψη	Διαφορά από προηγούμενη πρόβλεψη*	Πρόβλεψη	Διαφορά από προηγούμενη πρόβλεψη*
Παγκόσμια	3,7	3,7	-0,2	3,7	-0,2
Ανεπτυγμένες	2,3	2,4	-0,1	2,1	-0,1
Αναπτυσσόμενες	4,7	4,7	-0,2	4,7	-0,4
ΗΠΑ	2,2	2,9	0,0	2,5	-0,2
Ιαπωνία	1,7	1,1	-0,1	0,9	0,0
Καναδάς	3,0	2,1	0,0	2,0	0,0
Ηνωμένο Βασίλειο	1,7	1,4	-0,2	1,5	-0,1
Ευρωζώνη	2,4	2,0	-0,4	1,9	-0,1
Γερμανία	2,5	1,9	-0,6	1,9	-0,1
Γαλλία	2,3	1,6	-0,5	1,6	-0,4
Ιταλία	1,5	1,2	-0,3	1,0	-0,1
Αναδυόμενη Ευρώπη	6,0	3,8	-0,5	2,0	-1,7
Τουρκία	7,4	3,5	-0,9	0,4	-3,6
Αναπτυσσόμενη Ασία	6,5	6,5	0,0	6,3	-0,3
Κίνα	6,9	6,6	0,0	6,2	-0,2
Ινδία	6,7	7,3	-0,1	7,4	-0,4
Κοινοπολιτεία Ανεξ. Κρατών	2,1	2,3	0,1	2,4	0,3
Ρωσία	1,5	1,7	0,0	1,8	0,3
Μέση Ανατολή και Βόρεια Αφρική	2,2	2,4	-1,0	2,7	-1,0
Λατινική Αμερική	1,3	1,2	-0,8	2,2	-0,6
Βραζιλία	1,0	1,4	-0,9	2,4	-0,1
Υποσαχάρεια Αφρική	2,7	3,1	-0,3	3,8	0,1
Παγκόσμιο Εμπόριο	5,2	4,2	-0,9	4,0	-0,7

Πηγές: IMF's World Economic Outlook (Οκτώβριος 2018), IOBE

Στην **Ευρωζώνη**, ο ρυθμός μεγέθυνσης επιβραδύνθηκε το δεύτερο τρίμηνο του 2018, στο 2,2% έναντι 2,4% το προηγούμενο τρίμηνο. Στο **Ηνωμένο Βασίλειο**, το ΑΕΠ αυξήθηκε κατά 1,2%, σε σχέση με το 1,1% το πρώτο τρίμηνο του 2018. Τα διαφαινόμενα προσκόμματα στις τρέχουσες διαπραγματεύσεις για τη μετά-Brexit περίοδο ασκούν πιέσεις στην στερλίνα, ενώ η αβεβαιότητα επιδρά αρνητικά στις επενδύσεις αλλά και στην ιδιωτική κατανάλωση, μέσα από την επιδείνωση των προσδοκιών. Τούτων δοθέντων, η Τράπεζα της Αγγλίας προέβη σε μικρή αύξηση των επιτοκίων τον Αύγουστο, μόλις τη δεύτερη την τελευταία δεκαετία, η οποία αντιστάθμισε εν μέρει τις αρνητικές πιέσεις στην στερλίνα. Ταυτόχρονα, το υψηλό ιδιωτικό χρέος των νοικοκυριών δημιουργεί προκλήσεις για το τραπεζικό σύστημα, ενώ οι μεσοπρόθεσμες προοπτικές ανάπτυξης επηρεάζονται αρνητικά από το ενδεχόμενο εμπορικών περιορισμών σε περίπτωση μη συμφωνίας με την ΕΕ για το Brexit.

Η παγκόσμια χρηματοπιστωτική κρίση του 2007-2008 προκάλεσε σημαντική αναταραχή στις οικονομίες, με αποτέλεσμα οι κυβερνήσεις αλλά και οι κεντρικές τράπεζες να λάβουν σημαντικά μέτρα καταπολέμησης των επιπτώσεων στο εισόδημα, στην παραγωγή και στην απασχόληση. Σήμερα, 10 έτη μετά από το ξέσπασμα της κρίσης, οι Κεντρικές Τράπεζες εκτιμάται ότι επωμίστηκαν δυσανάλογα μεγάλο βάρος λήψης μέτρων, σε σύγκριση με τα δημοσιονομικά, καθώς για διάφορους λόγους τα δεύτερα είτε δεν εφαρμόστηκαν αρκετά γρήγορα, είτε ήταν αδύνατη η εκτεταμένη εφαρμογή τους. Η αδυναμία εφαρμογής αφορά ειδικά στην Ευρωζώνη, όπου ξέσπασε αργότερα (2009-2010) και κρίση χρέους, με αποτέλεσμα πολλές χώρες να περιορίζονται από το Σύμφωνο Σταθερότητας και Ανάπτυξης. Έτσι, οι κεντρικές τράπεζες, συμπεριλαμβανομένης της Ευρωπαϊκής Κεντρικής Τράπεζας (ΕΚΤ), εφάρμοσαν μια σειρά μέτρων νομισματικής πολιτικής, συμβατικών και μη, με στόχο τη σταθεροποίηση των βασικών μακροοικονομικών μεγεθών. Τα πρώτα νομισματικά μέτρα που εφαρμόστηκαν βασίζονταν σε συμβατικά εργαλεία, όπως η μείωση των επιτοκίων και η διευκόλυνση της χρηματοδότησης της πραγματικής οικονομίας. Ωστόσο, η παρατεταμένη διολίσθηση των οικονομιών σε χαμηλούς ρυθμούς ανάπτυξης και πληθωρισμού με τα επιτόκια να παραμένουν σχεδόν μηδενικά, ώθησε τις κεντρικές τράπεζες να χρησιμοποιήσουν μη συμβατικά μέτρα, όπως αύξηση των στοιχείων ενεργητικού τους, με αγορά ομολόγων από τις αγορές.

Πιο συγκεκριμένα, το Ευρωσύστημα εφάρμοσε μέτρα, ώστε να εξαλειφθεί ο κίνδυνος να παραμείνει ο πληθωρισμός κάτω από το επίπεδο του 2%, κάτι που αποτελεί το βασικό στόχο του. Τα πρώτα μέτρα το 2008 αφορούσαν στη μείωση των επιτοκίων, ενώ από την ίδια περίοδο σχεδιάστηκαν και μη συμβατικά μέτρα, όπως οι πράξεις πιο μακροπρόθεσμης χρηματοδότησης, η κατάργηση ποσοτικών περιορισμών στην ρευστότητα, κ.ά. Από το 2010, το Ευρωσύστημα προέβη σε αγορά ομολόγων των πιο αδύναμων χωρών της ευρωζώνης, μέσω του προγράμματος SMP (Securities Markets Programme). Ωστόσο, το μέτρο με τη μεγαλύτερη επιρροή στην προσφορά χρήματος είναι το πρόγραμμα ποσοτικής χαλάρωσης (QE), που αφορούσε τη συμμετοχή κρατικών χρεογράφων και εφαρμόστηκε από τα μέσα του 2014, με σημαντική ενίσχυση από την αρχή του 2015. Όλα τα παραπάνω μέτρα, από τις κεντρικές τράπεζες στόχο είχαν τη σταθεροποίηση των οικονομιών, ενώ αναμφίβολα επηρεάζουν την ποσότητα χρήματος, τα επιτόκια αλλά και τις ισοτιμίες.

Με βάση την τελευταία έκθεση της Τράπεζας της Ελλάδος για τη Νομισματική Πολιτική (Ιούλιος 2018)⁴, τα μη συμβατικά μέτρα Νομισματικής πολιτικής του Ευρωσυστήματος επηρέασαν θετικά το ρυθμό ανάπτυξης αλλά και τον πληθωρισμό, ενώ το τρίτο πακέτο μέτρων, μετά το 2014, είχε τη μεγαλύτερη

επίδραση. Ενδιαφέρον παρουσιάζει η εξέταση του εάν η θετική επίδραση στο ΑΕΠ αφορούσε και τον εξωτερικό τομέα, δηλαδή τις εξαγωγές, π.χ. μέσω των μεταβολών που επέφεραν στις ισοτιμίες. Οι ισοτιμίες μεταξύ χωρών επηρεάζονται από την άσκηση νομισματικής πολιτικής, καθώς η αυξημένη προσφορά χρήματος έχει ως αποτέλεσμα την πτώση των επιτοκίων και ακολούθως την εκροή κεφαλαίων, ενισχύοντας περαιτέρω την προσφορά χρήματος και οδηγώντας τελικά σε νομισματική υποτίμηση. Τούτων δοθέντων, είναι χρήσιμη η εξέταση του εάν τα μέτρα του Ευρωσυστήματος τελικά οδήγησαν σε υποτίμηση του ευρώ έναντι των βασικών νομισμάτων των ανταγωνιστικών οικονομιών των ΗΠΑ και της Ιαπωνίας (δολάριο και γιέν), καθώς σε αμφότερες τις χώρες εφαρμόστηκαν αντίστοιχα προγράμματα νομισματικής πολιτικής, καθώς και το εάν επηρεάστηκε το εμπορικό ισοζύγιο προϊόντων της Ευρωζώνης απέναντι σε αυτές τις οικονομίες. Βεβαίως, επισημαίνεται ότι το εμπορικό ισοζύγιο αγαθών επηρεάζεται από πληθώρα άλλων παραγόντων, όπως οι εμπορικές συμφωνίες, το ενεργειακό κόστος και ευρύτερα, οι τιμές των προϊόντων, η ποιότητα, οι προτιμήσεις, το εισόδημα. Η ανάλυση που ακολουθεί επικεντρώνεται στην επίδραση των μεταβολών στις συναλλαγματικές ισοτιμίες, ως αποτέλεσμα της ασκούμενης νομισματικής πολιτικής.

Εν κατακλείδι, το πρόγραμμα ποσοτικής χαλάρωσης στην Ευρωζώνη, εκτός της θετικής του συμβολής στο ΑΕΠ και στην καταπολέμηση του αποπληθωρισμού, φαίνεται να έχει ενισχύσει το πλεόνασμα στο εμπόριο αγαθών με τις ΗΠΑ, λόγω της υποτίμησης του ευρώ, αλλά και γιατί την ίδια περίοδο οι ΗΠΑ ανέστειλαν σταδιακά το δικό τους πρόγραμμα ποσοτικής χαλάρωσης.

2.2. Η Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές

Η ελληνική οικονομία αναπτύχθηκε κατά 1,8% το δεύτερο τρίμηνο του 2018, 0,3% ταχύτερα από ότι στο ίδιο τρίμηνο του 2017. Όμως, σε σύγκριση με το προηγούμενο τρίμηνο, ο ρυθμός αύξησης του ΑΕΠ επιβραδύνθηκε για πρώτη φορά από όταν ξεκίνησε η ανάκαμψη της ελληνικής οικονομίας, δηλ. το πρώτο τρίμηνο του 2017, κατά 0,7%. Στο σύνολο του πρώτου εξαμήνου του 2018, το ΑΕΠ ήταν 2,1% υψηλότερο της αντίστοιχης περιόδου του προηγούμενου έτους. Όσον αφορά το τρίτο τρίμηνο του 2018, η ελληνική οικονομία κατέγραψε ανάπτυξη 2,2% του ΑΕΠ με εποχική διόρθωση έναντι του αντίστοιχου περυσινού διαστήματος, σύμφωνα με προκαταρκτικά στοιχεία της ΕΛΣΤΑΤ, παρότι βασικές παράμετροι, όπως η συνολική καταναλωτική δαπάνη (-0,3%) και οι ακαθάριστες επενδύσεις παγίου κεφαλαίου (-23,2%) κινήθηκαν πτωτικά, ενώ η αύξηση των εισαγωγών (15%) ήταν πολλαπλάσια της αύξησης των εξαγωγών (7,6%). Υπό αυτή την έννοια, είναι ασφαλές να τονισθεί ότι η ελληνική οικονομία έχει επανέλθει σε μία αναπτυξιακή τροχιά, αλλά όχι σε τέτοιο βαθμό, που,

⁴ <https://www.bankofgreece.gr/BogEkdoseis/NomPol20172018.pdf>

σύμφωνα με διεθνείς αναλυτές, να διασφαλίζεται μία βιώσιμη ανάπτυξη με προοπτική για υψηλούς ρυθμούς για το 2019.

Αναλυτικά σε σχέση με τις τάσεις στις επιμέρους συνιστώσες του ΑΕΠ κατά το πρώτο εξάμηνο του 2018, η εγχώρια κατανάλωση διευρύνθηκε ελάχιστα κατά 0,3%, αντισταθμίζοντας την ίδιας έκτασης άνοδό της πριν ένα χρόνο (+0,4%). Η ενίσχυσή της οφείλεται στην αύξησή της στο δεύτερο τρίμηνο, κατά 0,6%, καθώς στο προηγούμενο ήταν αμετάβλητη σε σχέση με ένα χρόνο νωρίτερα. Μεταξύ των συνιστωσών της συνολικής κατανάλωσης, την αύξησή της τροφοδότησε η ιδιωτική κατανάλωση, με άνοδο 0,4%, μικρότερη πάντως από ό,τι ένα έτος νωρίτερα (+0,8%). Η δημόσια κατανάλωση ήταν 0,9% χαμηλότερη από το πρώτο εξάμηνο πέρυσι, στο οποίο η πτώση της ήταν σαφώς εντονότερη (2,0%), σύμφωνα με στοιχεία του IOBE.

Επίσης, στο πρώτο εξάμηνο του 2018, οι επενδυτικές δαπάνες ήταν 5,0% λιγότερες από ότι στην αντίστοιχη περίοδο πέρυσι, στην οποία είχαν διευρυνθεί αισθητά, κατά 13,3%. Η μείωση οφείλεται αποκλειστικά στον περιορισμό του σχηματισμού πάγιου κεφαλαίου κατά 7,6%, ενώ οι αποσβέσεις ανήλθαν κατά 8,3%. Μείωση του σχηματισμού παγίου κεφαλαίου σημειώθηκε τα δύο πρώτα τρίμηνα του 2018, με φθίνοντα ρυθμό.

Πίνακας 2: Εξέλιξη Βασικών Μακροοικονομικών Μεγεθών – Εθνικοί Λογαριασμοί (Εποχικά Διορθωμένα Στοιχεία, Σταθερές Τιμές 2010)

Τρίμηνο	ΑΕΠ		Τελική Κατανάλωση		Επενδύσεις		Εξαγωγές		Εισαγωγές	
	εκατ. €	Ετήσιος ρυθμός μεταβολής	εκατ. €	Ετήσιος ρυθμός μεταβολής	εκατ. €	Ετήσιος ρυθμός μεταβολής	εκατ. €	Ετήσιος ρυθμός μεταβολής	εκατ. €	Ετήσιος ρυθμός μεταβολής
2006	242.0	5,6%	207.9	3,6%	59.9	23,6%	50.9	5,1%	77.7	13,2%
2007	250.0	3,2%	216.9	4,3%	64.9	8,4%	56.3	10,6%	88.8	14,3%
2008	249.0	-0,2%	221.5	2,1%	58.9	-9,2%	58.4	3,7%	89.8	1,1%
2009	239.0	-4,3%	219.9	-0,7%	43.1	-26,8%	47.7	-18,3%	71.6	-20,2%
2010	226.0	-5,5%	207.0	-5,9%	38.6	-10,5%	49.9	4,6%	69.2	-3,4%
2011	205.0	-9,2%	188.1	-9,2%	30.2	-21,8%	49.9	0,1%	63.4	-8,3%
2012	190.0	-7,3%	173.9	-7,5%	22.9	-24,0%	50.5	1,2%	57.5	-9,4%
2013	184.0	-3,2%	167.7	-3,5%	20.7	-9,9%	51.3	1,6%	55.5	-3,4%
2014	185.0	0,8%	168.3	0,3%	22.0	6,6%	55.3	7,7%	59.8	7,7%
2015	185.0	-0,3%	168.0	-0,2%	20.2	-8,4%	56.9	2,9%	60.0	0,4%
2016	184.0	-0,3%	167.4	-0,4%	21.6	7,3%	55.8	-1,9%	60.8	1,2%
α'	46.3	0,3%	41.87	0,3%	7.10	29,3%	14.2	5,2%	16.5	11,2%
β'	46.7	1,5%	41.83	0,4%	6.04	-1,1%	14.8	9,7%	16.1	4,8%
γ'	46.9	1,5%	41.81	-0,9%	5.60	10,9%	15.5	7,6%	16.2	9,3%
δ'	47.0	2,0%	41.71	-0,3%	6.16	22,7%	15.1	5,3%	16.5	5,0%
2017	187.0	1,3%	167.2	-0,1%	24.9	14,9%	59.7	6,9%	65.3	7,5%
α'	47.4	2,5%	41.88	0,0%	6.31	-11,1%	15.4	8,4%	16.0	-2,9%
β'	47.5	1,8%	42.10	0,6%	6.17	2,1%	16.0	8,6%	16.8	4,2%

Πηγές: Τριμηνιαίοι Εθνικοί Λογαριασμοί Σεπτεμβρίου 2018 της ΕΛΣΤΑΤ, IOBE

Από τις τάσεις των συνιστωσών του ΑΕΠ στο δεύτερο τρίμηνο του 2018, προκύπτει εξασθένιση της εγχώριας ζήτησης (σύνολο τελικής καταναλωτικής δαπάνης και ακαθάριστου σχηματισμού πάγιου κεφαλαίου), για πρώτη φορά από το πρώτο εξάμηνο του 2015, κατά 0,6%. Κατόπιν της μικρής ανόδου της ιδιωτικής κατανάλωσης στο δεύτερο τρίμηνο, η οποία τη διαμόρφωσε οριακά υψηλότερα από πέρυσι στο σύνολο του πρώτου εξαμήνου, η κάμψη της εγχώριας ζήτησης προήλθε από τη δημόσια κατανάλωση και τις επενδύσεις. Το σκέλος της πτώσης που προέρχεται από τις επενδύσεις οφείλεται στην έντονη διακύμανση αυτών σε μεταφορικά μέσα, ιδίως πλοία, στις αρχές του 2017. Όλες οι υπόλοιπες κατηγορίες πάγιου κεφαλαίου σημείωναν συνεχώς αύξηση στην περίοδο Ιανουαρίου-Ιουνίου 2018, εξέλιξη η οποία μάλλον σε γενικές γραμμές θα συνεχιστεί στο δεύτερο εξάμηνο του 2018 και σε συνδυασμό με την αναμενόμενη εξασθένιση ή και αντιστροφή της τάσης στα μεταφορικά μέσα, θα μεταβάλει την τάση στο σύνολο του σχηματισμού πάγιου κεφαλαίου σε αυξητική.

Η αρνητική συμβολή της εγχώριας ζήτησης στο ΑΕΠ του πρώτου εξαμήνου υπεραντισταθμίστηκε από τη θετική επίδραση της ενισχυμένης διεθνούς ζήτησης για προϊόντα και υπηρεσίες (+€2,47 δισεκ. έναντι -€560 εκατ.). Σε συνδυασμό με την ήπια άνοδο των εισαγωγών, εξαιτίας της κάμψης των επενδύσεων σε μεταφορικά μέσα που προαναφέρθηκε, η βελτίωση του εξωτερικού ισοζυγίου αποτέλεσε την κύρια αιτία αύξησης του εγχώριου προϊόντος στο εξάμηνο Ιανουαρίου-Ιουνίου του 2018, καθώς συνεισέφερε 2,45% του ΑΕΠ σε αυτή. Η συμβολή της διαφοράς στα αποθέματα ήταν οριακά θετική, 0,2%. Πάντως, καθώς η ισχυρή πτωτική τάση σε αυτήν την κατηγορία πάγιου κεφαλαίου αναμένεται να εξασθενήσει και ενδεχομένως να αντιστραφεί στα προσεχή τρίμηνα, μάλλον θα μετριαστεί η θετική επίδραση του εξωτερικού τομέα στο ΑΕΠ. Όμως, μια αύξηση του πάγιου κεφαλαίου θα επενεργήσει θετικά στην εγχώρια ζήτηση. Σε συνδυασμό με τυχόν συνέχιση της ήπιας ενίσχυσης των καταναλωτικών δαπανών που σημειώθηκε το δεύτερο τρίμηνο, μπορεί

να αντισταθμίσει την πιθανολογούμενη εξασθένηση της τονωτικής επίδρασης των καθαρών εξαγωγών στο ΑΕΠ. Συνεπώς, η σημαντική θετική επίδραση του εξωτερικού τομέα στο εγχώριο προϊόν στο πρώτο εξάμηνο του 2018, εξαιτίας των πολύ περισσότερων εξαγωγών και όχι τόσο της μείωσης των εισαγωγών, σηματοδοτεί τη σταδιακή μετάβαση σε ένα καινούργιο αναπτυξιακό πρότυπο για την ελληνική οικονομία (που είναι το ζητούμενο), το οποίο είναι περισσότερο εξωστρεφές και λιγότερο στηριζόμενο στην εγχώρια ζήτηση.

Θεωρείται πλέον πιθανό ότι η συγκεκριμένη επίδραση θα συνεχιστεί στη διάρκεια του δεύτερου εξαμήνου, αλλά με μικρότερη ένταση. Την υποχώρησή της θα αναπληρώσουν, τουλάχιστον εν μέρει, οι περισσότερες επενδύσεις. Ωστόσο, καθοριστικός παράγοντας για το εάν η ενίσχυση της εγχώριας ζήτησης θα είναι επαρκής για τη συντήρηση στη συνέχεια του 2018 και το Α' εξάμηνο του 2019 του ρυθμού ανάπτυξης, θα είναι η δυναμική της κατανάλωσης των νοικοκυριών. Παρά τη σημαντική διεύρυνση της απασχόλησης το 2018, η αύξηση των ιδιωτικών καταναλωτικών δαπανών ήταν έως τώρα αναιμική, αντανakλώντας υπό τις νέες πιέσεις από την άμεση φορολογία, όπως τονίζει το IOBE.

Επιπτώσεις στην Ελληνική Οικονομία

Σύμφωνα με κυβερνητικά στελέχη, η Ελλάδα, εξαιτίας του κεφαλαιακού αποθέματος ασφαλείας (μαξιλάρι) των €24 δις, το οποίο με τη συνδρομή εκτεταμένων πράξεων *geros*, δηλ. συμφωνιών επαναγοράς, εξαντλώντας τα ταμειακά διαθέσιμα του ελληνικού Δημοσίου μπορεί να φτάσει σήμερα τα €34 δις, φαίνεται ότι «αντέχει» χωρίς την έξοδο στις διεθνείς αγορές και την έκδοση ομολόγων για την επόμενη τριετία με τετραετία. Αρκετοί αναλυτές επισημαίνουν ότι οι κίνδυνοι, βέβαια, караδοκούν. Όσο η Ελλάδα πετυχαίνει τα πρωτογενή πλεονάσματα που έχει συμφωνήσει, το κεφαλαιακό απόθεμα ασφαλείας και τα *geros* του Δημοσίου πρέπει να επαρκούν για την αναχρηματοδότηση του χρέους την επόμενη τετραετία. Όμως, όπως χαρακτηριστικά αναφέρουν, όσο δεν καταφέρνουμε να βγούμε στις διεθνείς αγορές με λογικά επιτόκια, θα παραμένει υψηλό το κόστος κεφαλαίου του ιδιωτικού τομέα με αρνητικές συνέπειες για τις επενδύσεις και την ανάπτυξη, ενώ αν εξαντλήσουμε το κεφαλαιακό απόθεμα ασφαλείας και δεν έχουμε καταφέρει να βγούμε στις αγορές, τότε μας περιμένει ακόμη ένα Μνημόνιο ή κάτι χειρότερο⁵.

Σημαντική αρνητική εξέλιξη είναι, επίσης, το γεγονός ότι το 2019, σύμφωνα με στοιχεία του κρατικού προϋπολογισμού, το ελληνικό Δημόσιο έρχεται αντιμέτωπο με τις μεγαλύτερες λήξεις σε ορίζοντα 40 ετών, καθώς το ποσοστό απόσβεσης χρέους αγγίζει το 5,39%. Από τα €19,2 δις λήξεων χρέους του 2019, τα €7,4 δις αφορούν έντοκα γραμμάτια, τα οποία αναμένεται να αναχρηματοδοτηθούν.

Ομόλογα και δάνεια προς το ΔΝΤ, όμως, αθροίζονται σε παραπάνω από €11 δις, μέρος τουλάχιστον των οποίων θα πρέπει σε συνθήκες κανονικότητας να χρηματοδοτηθεί από τις αγορές. Οι τόκοι των €6,6 δις θα καλυφθούν από το πρωτογενές πλεόνασμα, υπό την προϋπόθεση επίτευξης του στόχου του 3,5% του ΑΕΠ. Όμως, και ο στόχος αυτός κρίνεται επισφαλής, ιδίως αν επιβεβαιωθούν οι εκτιμήσεις περί ενδεχόμενου κόστους δικαίωσης προσφυγών για αναδρομικά από το Συμβούλιο της Επικρατείας, το ύψος των οποίων εκτιμάται από τους δανειστές ακόμα και σε €10,0 δις.

Παράλληλα, αρκετοί αναλυτές εκτιμούν ότι οι εκδόσεις χρέους θα κυμανθούν από €0 έως €9,0 δις το 2019, ανάλογα με τις διεθνείς συνθήκες και το εγχώριο πολιτικό σκηνικό. Στα σενάρια διαχείρισης των χρηματοδοτικών αναγκών του 2019, η χρήση μέρους του κεφαλαιακού αποθέματος ασφαλείας θεωρείται δεδομένη σε ένα εύρος από €2,0 έως €4,0 δις, προσθέτουν.

Οι Αποδόσεις των Ομολόγων και η Σημασία τους

Οι νέες αναταραχές στις διεθνείς αγορές που ξεκίνησαν τον Δεκέμβριο του 2018 με την ενίσχυση των ανησυχιών γύρω από τον εμπορικό πόλεμο και τη διαμάχη ΗΠΑ-Κίνας παρά τις δηλώσεις περί «εκεχειρίας» 90 ημερών, σε συνδυασμό με τους φόβους για επιβράδυνση της οικονομίας των ΗΠΑ, με την καμπύλη των αμερικάνικων αποδόσεων να στέλνει σήμα για ύφεση προσεχώς, προκάλεσαν, όπως αναμενόταν, νέους τριγμούς στα ελληνικά ομόλογα, αυξάνοντας την μεταβλητότητα.

Η απόδοση του ελληνικού 10ετούς ομολόγου διαμορφώθηκε στο 4,264%, έχοντας αυξηθεί κατά 2,80% την περίοδο μεταξύ 6 και 7 Δεκεμβρίου, ενώ στο 3,38% διαμορφώθηκε η απόδοση του 5ετούς ομολόγου, έχοντας αυξηθεί από τις 3 Δεκεμβρίου κατά περισσότερο από 5%. Όπως παρατηρούν στελέχη της τραπεζικής αγοράς, η υποτίμηση του προβλήματος των κόκκινων δανείων και η πρακτική αδυναμία διαγραφής αυτού πριν από το 2021 θα συνεχίσουν να επιδρούν αρνητικά στις αποδόσεις των ομολόγων και στην αβεβαιότητα που περιβάλλει τις προοπτικές της ελληνικής οικονομίας.

Όπως σημειώνουν αρκετοί αναλυτές, το κλίμα συνεχίζει να παραμένει ιδιαίτερα ασταθές, με το επενδυτικό ρίσκο διεθνώς να έχει αυξηθεί. Η ιταλική κρίση για τον προϋπολογισμό και το ύψος του ελλείμματος συνεχίζεται, αν και σε χαμηλότερους τόνους. Η αντιστροφή της καμπύλης των αμερικάνικων ομολόγων, με μείωση των μακροπρόθεσμων και αύξηση των βραχυπρόθεσμων αποδόσεων, εκφράζει τον φόβο των θεσμικών επενδυτών για περαιτέρω επιδείνωση του οικονομικού κλίματος την επόμενη 3ετία. Επιπρόσθετα, οι γεωπολιτικοί κίνδυνοι συνεχίζονται, ενώ τα εγγενή διαρθρωτικά προβλήματα της Ελλάδος παραμένουν.

⁵ Λάσκαρη, Ε. (2018), "Ορατότης μηδέν για την έξοδο στις αγορές", όπως εκδόθηκε σε έντυπη μορφή στην εφημερίδα «Τα Νέα» (8-9 Δεκεμβρίου 2018).

Πίνακας 3: Σύγκριση Προβλέψεων Για Επιλεγμένους Οικονομικούς Δείκτες Για Τα Έτη 2018-2019 (Σε Σταθερές Αγοραίες Τιμές 2010, Ετήσιες % Μεταβολές)

	ΥΠΟΙΚ		ΕΕ		ΙΟΒΕ		ΔΝΤ		ΟΟΣΑ	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019
ΑΕΠ	2,1	2,5	1,9	2,5	2,1	2,4	2,0	2,4	2,0	2,3
Ιδιωτική Κατανάλωση	1,0	1,2	0,5	1,2	0,6	1,4	:	:	0,1	1,1
Δημόσια Κατανάλωση	0,2	0,2	1,2	0,2	-1,0	1,5	:	:	0,7	1,3
Ακαθ. Επενδ. Παγίου Κεφαλαίου	0,8	11,1	10,3	11,5	0,2	10,5	:	:	9,1	9,4
Εξαγωγές	7,5	4,6	5,7	4,6	8,0	5,3	:	:	5,9	4,7
Εισαγωγές	3,4	3,8	5,5	3,8	3,5	6,3	:	:	4,1	4,5
Εναρμονισμένος Δείκτης Τιμών Καταναλωτή (%)	0,6	0,8	0,5	0,8	0,8	1,3	0,7	1,2	0,6	1,1
Ανεργία (% εργατικού δυναμικού)*	19,9	18,2	20,1	18,4	19,3	17,9	19,9	18,1	20,4	19,4
Ισοζύγιο Γενικής Κυβέρνησης (% ΑΕΠ)	0,3	1,1	0,8	0,4	:	:	0,5	0,0	0,5	0,4
Ισοζύγιο Τρεχουσών Συναλλαγών (% ΑΕΠ)	:	:	-0,9	-0,4	:	:	-0,8	-0,4	-0,1	-0,1

* Βάσει της μεθοδολογίας της Έρευνας Εργατικού Δυναμικού.

Πηγές: Προσχέδιο Κρατικού Προϋπολογισμού 2019, Υπουργείο Οικονομικών, Οκτώβριος 2018 – European Economic Forecast, spring 2018, European Commission, Μάιος 2018 – IOBE – OECD Economic Outlook No. 103, Μάιος 2018 – World Economic Outlook, IMF, Οκτώβριος 2018 – Fiscal Monitor, IMF, Οκτώβριος 2018

Ένα ακόμη στοιχείο που θα πρέπει να αξιολογηθεί αφορά τον τερματισμό του προγράμματος ποσοτικής χαλάρωσης στα τέλη του 2018, που σημαίνει ότι τα περιθώρια για ένταξη του ελληνικού χρέους στο πρόγραμμα αγορών παραμένουν μεν, αλλά έχουν «στενέψει» δραματικά, καθώς η Ευρωπαϊκή Κεντρική Τράπεζα (ΕΚΤ) έχει καταστήσει σαφές ότι δεν θα επενδύσει σε ελληνικούς τίτλους, προτού συμφωνηθεί αξιόπιστη ρύθμιση για τη βιωσιμότητα του ελληνικού χρέους.

Ο επικεφαλής της ΕΚΤ κ. Μάριο Ντράγκι έχει, επίσης, ξεκαθαρίσει, ήδη από το περασμένο καλοκαίρι, ότι το καθεστώς της ενισχυμένης εποπτείας, στο οποίο έχει πλέον υπαχθεί η Ελλάδα, μετά τη λήξη του τρίτου προγράμματος δημοσιονομικής προσαρμογής στις 20 Αυγούστου, δεν εγγυάται τη συνέχιση του waiver (δηλ. την αποδοχή των ελληνικών ομολόγων ως ενέχυρων), παρά μόνο εάν η αξιολόγηση βιωσιμότητας του ελληνικού χρέους από την ΕΚΤ είναι θετική – μία αξιολόγηση, η οποία αναμένεται να γίνει ξεχωριστά από εκείνες των υπολοίπων θεσμών για την πορεία της Ελλάδας στη μεταμνημονιακή εποχή.

Η ανωτέρω ανάλυση για την ελληνική οικονομία, τις προοπτικές της αλλά και τους σοβαρούς περιορισμούς που υπάρχουν εξαιτίας των δεσμεύσεων που έχει αναλάβει η κυβέρνηση στο πλαίσιο του Γ' Μνημονίου, και που αναπόφευκτα θα ισχύουν και τα επόμενα έτη, είναι απόλυτα αναγκαία στο πλαίσιο της συζήτησης για τον ρόλο της ενέργειας στην ελληνική οικονομία και για τις επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα που θα ακολουθήσουν (βλ. σελίδα 139).

2.3. Η Σημασία του Πετρελαίου για την Ελληνική Οικονομία

Θεωρούμε ότι είναι αναγκαίο να υπάρξει ειδική μνεία στο ρόλο του πετρελαίου λόγω της βαρύνουσας σημασίας που έχει στο ισοζύγιο των εξωτερικών συναλλαγών της χώρας και πώς τα τελευταία χρόνια οι εισαγωγές πετρελαίου (100%) για την κάλυψη των διαρκώς διογκωμένων καταλωτικών αναγκών επηρεάζουν σε σημαντικό βαθμό την κατάσταση της ελληνικής οικονομίας.

Εξετάζοντας τις συνιστώσες του ισοζυγίου των τρεχουσών συναλλαγών, βλέπουμε πως διαχρονικά η κύρια πηγή του προβλήματος είναι το εμπορικό ισοζύγιο. Ένα σημαντικό μέρος του ελλείμματος του ισοζυγίου τρεχουσών συναλλαγών είναι σταθερά ανελαστικό λόγω της υψηλής εξάρτησης της χώρας από τα εισαγόμενα καύσιμα (δηλ. πετρέλαιο και φυσικό αέριο). Ως εκ τούτου, η μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας από το εξωτερικό θα μπορούσε να παίξει καταλυτικό παράγοντα σε μία μακροπρόθεσμη μείωση του ελλείμματος του ισοζυγίου τρεχουσών συναλλαγών.

Η παραδοσιακή εξάρτηση της οικονομίας από τις εισαγωγές πετρελαίου είναι και αυτή μέρος του δημοσιονομικού προβλήματος της χώρας. Η αβεβαιότητα για την ασφάλεια του εφοδιασμού και οι υψηλές εκπομπές αερίων CO₂ που συνεπάγεται η χρήση του, μεταξύ άλλων, καθιστούν επιτακτική την ανάγκη για τη δημιουργία μιας εθνικής ενεργειακής στρατηγικής που θα μεριμνά για τη μείωση της συμμετοχής του στην τελική κατανάλωση ενέργειας σε όλους τους τομείς της οικονομίας, αλλά και για την αύξηση της εγχώριας παραγωγής υδρογονανθράκων. Η εξοικονόμηση ενέργειας αποτελεί τον χρονικά αμεσότερο και οικονομικότερο τρόπο με τον οποίο η Ελλάδα μπορεί να μειώσει δραστικά τις δαπάνες για εισαγωγές και να βελτιώσει το εμπορικό ισοζύγιο, προωθώντας παράλληλα επενδύσεις στην ενεργειακή απόδοση και τη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας.



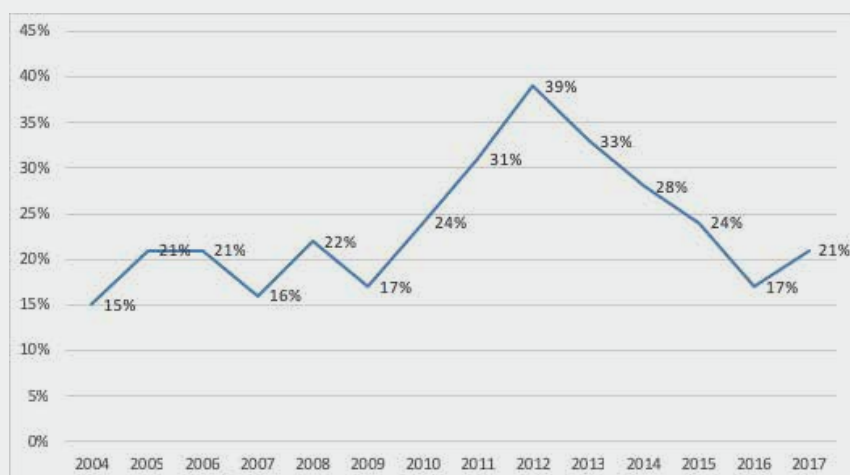
Πίνακας 4: Βασικά Μεγέθη Ελληνικής Πετρελαϊκής Αγοράς (2010-2017)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ΑΕΠ (εκ. €, τρέχουσες τιμές)	222.151	208.532	195.018	180.654	178.656	177.258	176.488	180.218
Καθαρές Εισαγωγές Καυσίμων (Net) (σε δις €)*	8,60	11,13	10,22	6,91	6,27	4,21	2,83	3,78
Εξαγωγές Καυσίμων (σε δις €)	4,90	6,19	7,43	9,49	9,05	6,71	6,16	7,83
Εισαγωγές Καυσίμων (σε δις €)**	13,50	17,31	17,65	16,4	15,32	10,92	8,99	11,61
Ισοζύγιο Τρεχουσών Συναλλαγών (σε εκατ. €)	-22.506,0	-20.633,5	-4.615,0	1.088,5	-2.912,6	-404,5	-1.872,0	-1.454,2
Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση Πετρελαίου (σε μετρικούς τόνους)	9.395.572	8.550.958	7.787.887	6.557.485	6.654.744	7.045.817	7.272.582	7.186.497
Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση Πετρελαίου (σε βαρέλια την ημέρα)	188.684	171.722	156.398	131.689	133.642	141.495	146.049	144.321

* Εσωτερικές καταναλώσεις,

** Περιλαμβάνουν συνολικές παραδόσεις στα διυλιστήρια. 1 μετρικός τόνος=7,33 βαρέλια πετρελαίου

Πηγές: Ετήσιες Εκθέσεις του Διοικητή της ΤτΕ, ΕΛ.ΣΤΑΤ.

Διάγραμμα 1: Συμμετοχή Ισοζυγίου Καυσίμων Ως Ποσοστό του Εμπορικού Ισοζυγίου Βάσει Αναθεωρημένων Στοιχείων ΤτΕ

Πηγή: Τράπεζα της Ελλάδος

Η Παγκόσμια Ενεργειακή Αγορά





3. Η Παγκόσμια Ενεργειακή Αγορά

Ο κόσμος δημιουργεί, σταδιακά, ένα διαφορετικό είδος ενεργειακού συστήματος, αλλά εντοπίζονται ορατά προβλήματα στους βασικούς πυλώνες:

- **Προσιτότητα (affordability):** Το κόστος των ηλιακών φωτοβολταϊκών και των αιολικών συνεχίζει να μειώνεται, αλλά οι τιμές του πετρελαίου αναμένεται να αυξηθούν πάνω από τα \$80 το βαρέλι μέχρι τα τέλη του 2018, για πρώτη φορά σε τέσσερα χρόνια, σύμφωνα με εκτιμήσεις του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA).

- **Αξιοπιστία (reliability):** Οι κίνδυνοι για την προμήθεια πετρελαίου και φυσικού αερίου παραμένουν, όπως δείχνει η καθοδική τροχιά της Βενεζουέλας. Ένα στα οκτώ άτομα του παγκόσμιου πληθυσμού δεν έχει πρόσβαση στην ηλεκτρική ενέργεια και οι νέες προκλήσεις επικεντρώνονται στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας - από την ευελιξία του συστήματος, μέχρι την ασφάλεια στον κυβερνοχώρο.

- **Βιωσιμότητα (sustainability):** Μετά τρία χρόνια στασιμότητας, οι παγκόσμιες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα που σχετίζονται με την ενέργεια, αυξήθηκαν κατά 1.6%, το 2017 και τα προκαταρκτικά δεδομένα παραπέμπουν σε συνεχιζόμενη αύξησή τους το 2018, σε απόκλιση από μία πορεία που θα είναι συμβατή με τους τεθέντες κλιματικούς στόχους.

Οι τρεις αυτοί βασικοί πυλώνες συνδέονται στενά, καθώς κάθε ένας από αυτούς, όπως και οι μεταξύ τους αλληλεπιδράσεις, απαιτούν μια συνολική προσέγγιση της ενεργειακής πολιτικής. Οι σχέσεις μεταξύ τους εξελίσσονται συνεχώς. Για παράδειγμα, τα αιολικά και τα ηλιακά φωτοβολταϊκά φέρνουν στο προσκήνιο την προσιτή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χαμηλών εκπεμπόμενων ρύπων, αλλά δημιουργούν πρόσθετες απαιτήσεις για την αξιόπιστη λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων. Η μετάβαση προς μια περισσότερο διασυνδεδεμένη παγκόσμια αγορά φυσικού αερίου, ως αποτέλεσμα του αυξανόμενου εμπορίου υγροποιημένου φυσικού

αερίου (LNG), εντείνει τον ανταγωνισμό μεταξύ των προμηθευτών, ενώ αλλάζει τον τρόπο με τον οποίο οι χώρες πρέπει να μελετήσουν τη διαχείριση των δυνητικών ελλείψεων στον εφοδιασμό.

Η συμβολή της νέας μελέτης του IEA με τίτλο: «World Energy Outlook 2018»⁶ είναι ιδιαίτερα σημαντική και δεν αποσκοπεί στην πρόβλεψη του μέλλοντος, αλλά παρέχει ένα τρόπο διερεύνησης διαφορετικών δυνατών μελλοντικών εξελίξεων, τους παράγοντες που τις καθορίζουν και τις αλληλεπιδράσεις που ανακύπτουν σε ένα πολύπλοκο ενεργειακό σύστημα. Αν δεν υπάρξει καμία αλλαγή στις υφιστάμενες πολιτικές, όπως συμβαίνει με το σενάριο των τρεχουσών πολιτικών (Current Policies Scenario), αυτό θα επιφέρει αυξανόμενες πιέσεις σε όλες σχεδόν τις πτυχές της ενεργειακής ασφάλειας. Εάν συμπεριλάβουμε τις ανακοινωθείσες πολιτικές και τους στόχους, όπως στο βασικό σενάριο του IEA για τις νέες πολιτικές (New Policies Scenario), η συνολική εικόνα βελτιώνεται. Ωστόσο, το χάσμα μεταξύ αυτού του αποτελέσματος και του σεναρίου αειφόρου ανάπτυξης (Sustainable Development Scenario), στο οποίο οι επιταχυνόμενες μεταβάσεις προς την καθαρή ενέργεια έθεσαν τον κόσμο στη σωστή τροχιά για την επίτευξη των στόχων που σχετίζονται με την κλιματική αλλαγή, την καθολική πρόσβαση και τον καθαρό αέρα, παραμένει τεράστιο.

Σύμφωνα με τον IEA, στο New Policies Scenario, τα αυξανόμενα ατομικά εισοδήματα και οι επιπλέον 1,7 δισεκατομμύριο άνθρωποι οι οποίοι προστίθενται, κυρίως στις αστικές περιοχές των αναπτυσσόμενων οικονομιών, θα αυξήσουν την παγκόσμια ζήτηση ενέργειας, κατά περισσότερο από το ένα τέταρτο, έως το 2040. Το σύνολο της ανάπτυξης προέρχεται από τις αναπτυσσόμενες οικονομίες, με προεξάρχουσα την Ινδία. Το 2000, η Ευρώπη και η Βόρεια Αμερική αντιπροσώπευαν πάνω από το 40% της παγκόσμιας ζήτησης ενέργειας και οι αναπτυσσόμενες οικονομίες, στην Ασία, περίπου το 20%. Έως το 2040, η κατάσταση αυτή αντιστρέφεται πλήρως.

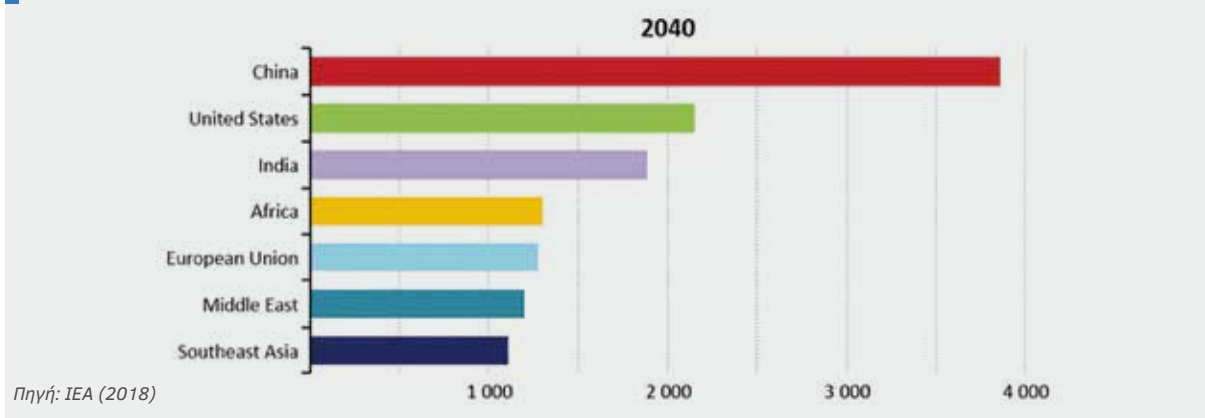
Πίνακας 5: Παγκόσμια Πρωτογενής Ενεργειακή Ζήτηση ανά Καύσιμο και Σενάριο (Mtoe)

			Νέες Πολιτικές (New Policies)		Τρέχουσες Πολιτικές (Current Policies)		Βιώσιμη Ανάπτυξη (Sustainable Development)	
	2000	2017	2025	2040	2025	2040	2025	2040
Ανθρακας	2,308	3,750	3,768	3,809	3,998	4,769	3,045	1,597
Πετρέλαιο	3,665	4,435	4,754	4,894	4,902	5,570	4,334	3,156
Φυσικό Αέριο	2,071	3,107	3,539	4,436	3,616	4,804	3,454	3,433
Πυρηνικά	675	688	805	971	803	951	861	1,293
ΑΠΕ	662	1,334	1,855	3,014	1,798	2,642	2,056	4,159
Υδροηλεκτρικά	225	353	415	531	413	514	431	601
Βιοενέργεια	377	727	924	1,260	906	1,181	976	1,427
Άλλα	60	254	516	1,223	479	948	648	2,132
Στερεή Βιομάζα	646	658	666	591	666	591	396	77
ΣΥΝΟΛΟ	10,027	13,972	15,388	17,715	15,782	19,328	14,146	13,715
Μερίδιο Ορυκτών Καυσίμων	80%	81%	78%	74%	79%	78%	77%	60%
Εκπομπές CO₂ (Gt)	23,1	32,6	33,9	35,9	35,5	42,5	29,5	17,6

Πηγή: IEA (2018)

⁶ IEA (2018), «World Energy Outlook 2018», <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018>

Διάγραμμα 2: Παγκόσμια Πρωτογενής Ενεργειακή Ζήτηση ανά Χώρα το 2040 (Mtoe)



Η μετατόπιση της κατανάλωσης ενέργειας στην ασιατική Ήπειρο γίνεται αισθητή σε όλο το φάσμα των καυσίμων και σε όλες τις συναφείς τεχνολογίες και στις ενεργειακές επενδύσεις. Η Ασία αναλογεί στο ήμισυ της παγκόσμιας ανάπτυξης στο φυσικό αέριο, στο 60% της αύξησης των αιολικών και ηλιακών φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων, στο περισσότερο από το 80% της αύξησης κατανάλωσης στο πετρέλαιο και στο περισσότερο από το 100% της αύξησης στον άνθρακα και στην πυρηνική ενέργεια (δεδομένης της κάμψης που παρατηρείται σε άλλες περιοχές του πλανήτη). Πριν από δεκαπέντε χρόνια, οι ευρωπαϊκές εταιρείες κυριάρχησαν στην κατάταξη των κορυφαίων εταιρειών ηλεκτροπαραγωγής, παγκοσμίως, σε όρους εγκατεστημένης ισχύος, ενώ σήμερα, έξι από τις κορυφαίες δέκα εταιρείες είναι κινέζικες επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας.

Ο παγκόσμιος ενεργειακός κόσμος συνδέεται με διαφορετικούς τρόπους, λόγω των μετατοπιζόμενων τάσεων της προσφοράς, της ζήτησης και της τεχνολογίας. Οι διεθνείς εμπορικές ενεργειακές ροές επικεντρώνονται ολοένα και περισσότερο στην Ασία, σε σύγκριση με την Μέση Ανατολή, την Ρωσία, τον Καναδά, την Βραζιλία και τις ΗΠΑ, με το μερίδιο της Ασίας στο παγκόσμιο εμπόριο πετρελαίου και φυσικού αερίου, να αναμένεται να αυξηθεί από το τρέχον ποσοστό του 50%, σε περισσότερο από το 66% έως το 2040. Αλλά νέοι τρόποι ενεργειακής προσφοράς είναι, επίσης, ορατοί σε τοπικό επίπεδο, καθώς η ψηφιοποίηση και οι ολοένα και αποδοτικότερες, από πλευράς κόστους, τεχνολογίες ΑΠΕ επιτρέπουν στα κατανεμημένα και βασιζόμενα σε ενεργειακές κοινότητες μοντέλα, να κερδίζουν έδαφος.

Η επανάσταση του σχιστόλιθου επιτρέπει στις ΗΠΑ να απομακρυνθούν από τους υπόλοιπους «παίκτες» της αγοράς και να αναδειχθούν ως ο μεγαλύτερος παραγωγός πετρελαίου και φυσικού αερίου στον κόσμο. Στο New Policies Scenario, οι ΗΠΑ αντιπροσωπεύουν περισσότερο από το ήμισυ της παγκόσμιας αύξησης της παραγωγής πετρελαίου και φυσικού αερίου, έως το 2025 (σχεδόν 75% για το πετρέλαιο και 40% για το φυσικό αέριο).

Έως το 2025, σχεδόν κάθε πέμπτο βαρέλι πετρελαίου και κάθε τέταρτο κυβικό μέτρο φυσικού αερίου, σε παγκόσμια κλίμακα, θα προέρχονται από τις ΗΠΑ.

Η σύγκλιση των φθηνότερων τεχνολογιών ΑΠΕ, οι ψηφιακές εφαρμογές και ο αυξανόμενος ρόλος της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν βασικό παράγοντα αλλαγής και καθοριστικό για τις προοπτικές επίτευξης πολλών από τους στόχους για την παγκόσμια βιώσιμη ανάπτυξη.

Ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας βιώνει τον πιο σημαντικό μετασχηματισμό από δημιουργίας του, πριν από περισσότερο από έναν αιώνα. Η ηλεκτρική ενέργεια καθίσταται ολοένα και περισσότερο ως το «καύσιμο» επιλογής για τις οικονομίες που βασίζονται, κυρίως, στους «ελαφρύτερους» βιομηχανικούς τομείς, στις υπηρεσίες και στις ψηφιακές τεχνολογίες. Το μερίδιό του στην παγκόσμια τελική κατανάλωση προσεγγίζει το 20% και πρόκειται να αυξηθεί περαιτέρω. Η στήριξη πολιτικών και η μείωση του κόστους τεχνολογίας οδηγούν σε ταχεία ανάπτυξη των μεταβλητών ΑΠΕ, απαιτώντας ολόκληρο το σύστημα να λειτουργεί διαφορετικά, προκειμένου να εξασφαλιστούν συνθήκες αξιόπιστης προσφοράς.

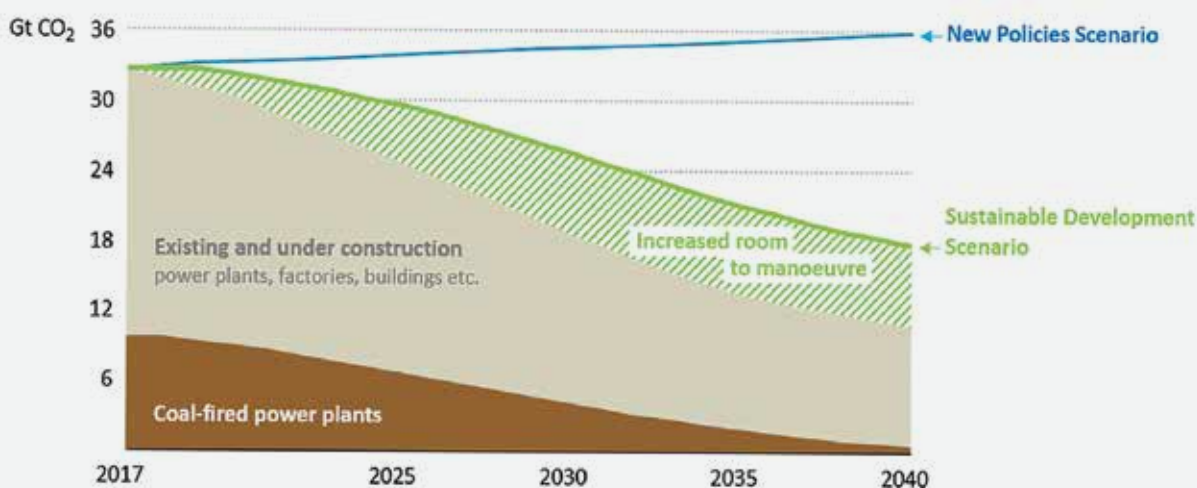
Στις προηγμένες οικονομίες, η αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι μέτριας κλίμακας, αλλά η απαίτηση για νέες επενδύσεις εξακολουθεί να είναι τεράστια, καθώς αλλάζει το μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής και αναβαθμίζονται οι υποδομές. Η τρέχουσα κατάσταση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, δεν συμβαδίζει πάντα με τις απότομες αλλαγές στο μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής. Τα έσοδα από τις χονδρικές αγορές είναι, συχνά, ανεπαρκή για την ενεργοποίηση νέων επενδύσεων και αυτό θα μπορούσε να θέσει σε κίνδυνο την αξιοπιστία της προσφοράς, εάν δεν αντιμετωπιστεί επαρκώς. Από την πλευρά της ζήτησης, τα κέρδη από την εφαρμογή αυστηρότερων προτύπων ενεργειακής αποδοτικότητας έχουν διαδραματίσει κεντρικό ρόλο στη συγκράτηση της ζήτησης, καθώς 18 από τις 30 χώρες- μέλη του IEA έχουν υποστεί μειώσεις στη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από το 2010.

Οι προοπτικές ανάπτυξης εξαρτώνται από το πόσο γρήγορα η ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να κερδίσει έδαφος στην παροχή θέρμανσης και στον τομέα των μεταφορών.

Ο διπλασιασμός της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στις αναπτυσσόμενες οικονομίες θέτει στο επίκεντρο των στρατηγικών για την οικονομική ανάπτυξη και τη μείωση των εκπομπών, την καθαρότερη, καθολικά διαθέσιμη και προσιτή ηλεκτρική ενέργεια. Λόγω έλλειψης περισσότερης πολιτικής εστίασης στην ενεργειακή αποδοτικότητα, σχεδόν ένα στα τρία δολάρια που επενδύονται, στον παγκόσμιο ενεργειακό εφοδιασμό σε όλες τις περιοχές, διοχετεύεται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και σε δίκτυα στις αναπτυσσόμενες οικονομίες. Η επένδυση αυτή ενδέχεται να μην υλοποιηθεί, ειδικά όταν οι τιμές των τελικών χρηστών είναι χαμηλότερες από το επίπεδο ανάκτησης του κόστους. Ωστόσο, σε αγορές που διαθέτουν υψηλό βαθμό νομικού και ρυθμιστικού πλαισίου, ελλοχεύει, επίσης, ο κίνδυνος, η ισχύς να ξεπερνά τη ζήτηση. Ο IEA εκτιμά ότι σήμερα υπάρχουν 350 GW πλεονάζουσας ισχύος σε περιοχές, όπως η Κίνα, η Ινδία, η Νοτιοανατολική Ασία και η Μέση Ανατολή, που αντιπροσωπεύουν πρόσθετα κόστη, κάτι που το σύστημα και οι καταναλωτές δεν μπορούν να αντέξουν οικονομικά.

Το μερίδιο της ηλεκτροπαραγωγής από πυρηνική ενέργεια - η δεύτερη μεγαλύτερη πηγή ενέργειας χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα μετά την υδροηλεκτρική ενέργεια - παραμένει περίπου στο 10%, αλλά η γεωγραφία αλλάζει, καθώς η ηλεκτροπαραγωγή στην Κίνα θα ξεπεράσει εκείνη των ΗΠΑ και της Ευρωπαϊκής Ένωσης, πριν από το 2030. Περίπου τα 2/3 του σημερινού πυρηνικού δυναμικού, στις προηγμένες οικονομίες, είναι ηλικίας άνω των 30 ετών. Οι αποφάσεις για την επέκταση, ή τη διακοπή της λειτουργίας των πυρηνικών εργοστασίων θα έχουν σημαντικές επιπτώσεις στην ενεργειακή ασφάλεια, τις επενδύσεις και τις εκπομπές.

Διάγραμμα 3: Παγκόσμιες Ενεργειακές Εκπομπές Διοξειδίου του Άνθρακα (Gt CO₂), 2017-2040



Πηγή: IEA (2018)

Μια πολύ ισχυρότερη ώθηση προς την ηλεκτροκίνηση, την ηλεκτρική θέρμανση και την πρόσβαση σε ηλεκτρική ενέργεια θα μπορούσε να οδηγήσει σε αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, σε ποσοστό 90% από σήμερα έως το 2040, σε σύγκριση με το 60% που περιλαμβάνει το New Policies Scenario, δηλαδή, μία πρόσθετη ισχύς που είναι σχεδόν διπλάσια της σημερινής ζήτησης στις ΗΠΑ. Με βάση και το Ηλεκτρικό Σενάριο (Electric Scenario) αναμένεται ότι το μερίδιο της ηλεκτρικής ενέργειας στην τελική κατανάλωση θα αυξάνεται κατά το ένα τρίτο, καθώς σχεδόν το ήμισυ του στόλου των αυτοκινήτων αναμένεται να είναι ηλεκτροκίνητος έως το 2040, με την ηλεκτρική ενέργεια να διεισδύει τάχιστα στον οικιακό και τον βιομηχανικό τομέα. Ωστόσο, ορισμένα σημαντικά τμήματα του ενεργειακού συστήματος, όπως οι οδικές εμπορευματικές μεταφορές μεγάλων αποστάσεων, η ναυτιλία και η αεροπορία, δεν είναι εξηλεκτρισμένα. Ο εξηλεκτρισμός προσφέρει πολλαπλά οφέλη, αλλά απαιτεί επιπλέον μέτρα για την απανθρακοποίηση της τροφοδοσίας ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να ξεπεράσει το πλήρες δυναμικό της, ως ένας τρόπος επίτευξης των κλιματικών στόχων.

Επισημαίνεται ότι η χρήση άνθρακα ανέκαμψε το 2017, ύστερα από δύο χρόνια κάμψης, αλλά οι τελικές επενδυτικές αποφάσεις σε νέους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, με καύση άνθρακα, ήταν πολύ χαμηλότερες από τα επίπεδα των τελευταίων ετών. Μόλις ολοκληρωθεί το τρέχον «κύμα» των σχετικών, υπό κατασκευή έργων, η ροή νέων έργων άνθρακα που ξεκίνησαν να λειτουργούν, επιβραδύνεται απότομα μετά το 2020. Αλλά, όπως επισημαίνει ο IEA, είναι πολύ νωρίς για να υπολογίσουμε τον άνθρακα στο παγκόσμιο μίγμα ενέργειας. Ο μέσος όρος ηλικίας ενός εργοστασίου άνθρακα στην Ασία είναι μικρότερος από 15 χρόνια, σε σύγκριση με τα περίπου 40 χρόνια στις προηγμένες οικονομίες. Με τη χρήση του βιομηχανικού άνθρακα να φανερώνει μία ελαφρά αύξηση έως το 2040, η συνολική παγκόσμια κατανάλωση εξισορροπείται στο New Policies Scenario, με τις μειώσεις στην Κίνα, την Ευρώπη και τη Βόρεια Αμερική, να αντισταθμίζονται από τις αυξήσεις στην Ινδία και τη Νοτιοανατολική Ασία.

Η χρήση πετρελαίου για τα αυτοκίνητα κορυφώνεται στα μέσα του 2020, αλλά τα πετροχημικά, τα φορτηγά, τα αεροπλάνα και τα πλοία εξακολουθούν να διατηρούν σε αυξητική τροχιά τη συνολική ζήτηση πετρελαίου. Σύμφωνα με τις προβλέψεις του IEA, περισσότερα από 300 εκατ. ηλεκτρικά αυτοκίνητα αναμένεται να κυκλοφορούν στους δρόμους έως το 2040, γεγονός που θα περιορίσει τη ζήτηση πετρελαίου κατά 3 εκατ. βαρέλια ημερησίως. Τα πετροχημικά είναι η μεγαλύτερη πηγή ανάπτυξης στη χρήση πετρελαίου. Ακόμα και αν οι παγκόσμιοι ρυθμοί ανακύκλωσης πλαστικών διπλασιάζονταν, αυτό θα περιόριζε κατά περίπου 1,5 εκατ. βαρέλια την ημέρα, την προβλεπόμενη αύξηση της τάξεως των άνω των 5 εκατ. βαρελίων ημερησίως. Η

συνολική αύξηση της ζήτησης πετρελαίου στα 106 εκατ. βαρέλια την ημέρα όπως αποτυπώνεται στο New Policies Scenario προέρχεται εξ' ολοκλήρου από τις αναπτυσσόμενες οικονομίες.

Το φυσικό αέριο ξεπερνά τον άνθρακα το 2030, για να καταστεί το δεύτερο στην κατάταξη καύσιμο στο παγκόσμιο ενεργειακό μίγμα. Οι βιομηχανικοί καταναλωτές έχουν τη μεγαλύτερη συνεισφορά στην αύξηση της παγκόσμιας χρήσης φυσικού αερίου, κατά 45%. Το εμπόριο του LNG υπερδιπλασιάζεται, ανταποκρινόμενο στην αυξανόμενη ζήτηση από τις αναπτυσσόμενες οικονομίες, προεξαρχούσης της Κίνας. Η Ρωσία παραμένει ο μεγαλύτερος εξαγωγέας φυσικού αερίου στον κόσμο, καθώς ανοίγει νέες διαδρομές για το προϊόν στις ασιατικές αγορές, αλλά μια ολοένα και πιο ολοκληρωμένη ευρωπαϊκή αγορά ενέργειας προσφέρει στους αγοραστές περισσότερες επιλογές παροχής φυσικού αερίου.

Η σημερινή ροή νέων έργων upstream φαίνεται να είναι προσανατολισμένη στη πιθανότητα μίας επικείμενης επιβράδυνσης της ζήτησης ορυκτών καυσίμων, αλλά στο New Policies Scenario αυτό θα μπορούσε να οδηγήσει σε έλλειψη προσφοράς και σε περαιτέρω κλιμάκωση των τιμών. Ο κίνδυνος ξεσπάσματος μιας κρίσης στον εφοδιασμό είναι υψηλότερος στο πετρέλαιο. Το μέσο επίπεδο των νέων εγκρίσεων συμβατικών έργων αργού πετρελαίου τα τελευταία τρία χρόνια ανέρχεται μόνο στο ήμισυ του αναγκαίου όγκου που απαιτείται για την εξισορρόπηση της αγοράς, έως το 2025, δεδομένων των προοπτικών ζήτησης όπως αυτές διαφαίνονται στο New Policies Scenario. Οι προβλέψεις του IEA ενσωματώνουν, ήδη, το διπλασιασμό του αμερικανικού πετρελαίου που προέρχεται από κοιτάσματα τα οποία θεωρούνται αντιοικονομικά στην εκμετάλλευσή τους (tight oil), από σήμερα έως το 2025, αλλά θα πρέπει να υπερτριπλασιαστούν προκειμένου να αντισταθμίσουν τη συνεχιζόμενη απουσία νέων συμβατικών έργων. Σε αντίθεση με το πετρέλαιο, ο κίνδυνος μίας απότομης «σύσφιξης» (abrupt tightening) των αγορών LNG στα μέσα του 2020 αντιμετωπίζεται με σημαντικές νέες ανακοινώσεις έργων, ιδίως στο Κατάρ και τον Καναδά.

Τέλος, η ταχεία ενεργειακή μετάβαση με το μικρότερο δυνατό κόστος απαιτεί την επιτάχυνση των επενδύσεων σε «καθαρότερες», πιο «έξυπνες» και πιο αποδοτικές ενεργειακές τεχνολογίες. Ωστόσο, οι φορείς χάραξης πολιτικής πρέπει, επίσης, να διασφαλίσουν ότι όλα τα βασικά στοιχεία του ενεργειακού εφοδιασμού, συμπεριλαμβανομένων των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, παραμένουν αξιόπιστα και ισχυρά. Επομένως, οι κυβερνητικές πολιτικές και οι αντίστοιχες επιλογές θα διαδραματίσουν καθοριστικό ρόλο στη διαμόρφωση της πορείας που κατευθυνόμαστε.

Η Ενεργειακή Αγορά στην Ελλάδα





4. Η Ενεργειακή Αγορά στην Ελλάδα

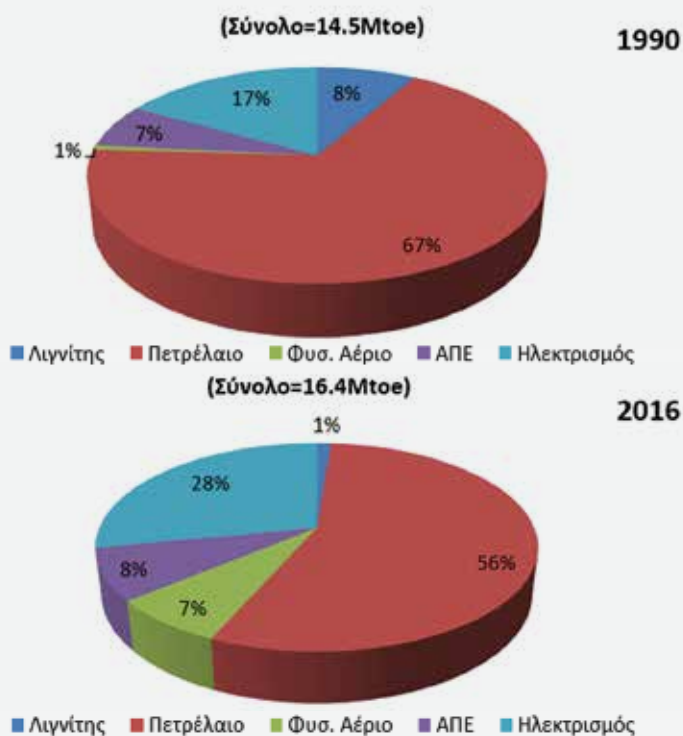
Από τις αρχές της δεκαετίας του 1990 μέχρι και σήμερα, το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας διαμορφώνεται σύμφωνα με τις εκάστοτε απαιτήσεις της εθνικής οικονομίας, την εξέλιξη των επιμέρους οικονομικών δραστηριοτήτων και την ανάπτυξη συγκεκριμένων κλάδων, τις καταναλωτικές συνήθειες που υιοθετήθηκαν, αλλά και τις ευρωπαϊκές πολιτικές για την ενέργεια, το περιβάλλον και την ανάπτυξη.

Σήμερα, ένα μεγάλο μέρος των στοχεύσεων, σχεδίων και οραμάτων του παρελθόντος έχει πραγματοποιηθεί. Αρκεί να εξετάσουμε την διαμόρφωση του ενεργειακού ισοζυγίου στην Ελλάδα το 1990 και το 2016 (βλ. Διάγραμμα 4), όπου θα παρατηρήσουμε ότι τόσο το φυσικό αέριο όσο και οι ΑΠΕ (με εξαίρεση τα μεγάλα υδροηλεκτρικά) απουσίαζαν παντελώς από το ενεργειακό μείγμα. Η χώρα έχει καταφέρει τα τελευταία 25 χρόνια να διαφοροποιήσει αισθητά το ενεργειακό της ισοζύγιο, βελτιώνοντας με αυτόν τον τρόπο και την ενεργειακή της ασφάλεια. Όσον αφορά την συνολική τελική κατανάλωση στην Ελλάδα, πρέπει να διευκρινιστεί ότι το μερίδιο των ΑΠΕ ανήλθε στο 8% το 2016, ενώ από το 28% του μεριδίου του ηλεκτρισμού, περίπου ένα 5% αντιστοιχεί και πάλι στις ΑΠΕ. Επομένως, το συνολικό μερίδιο των ΑΠΕ διαμορφώνεται στο 13% της συνολικής τελικής κατανάλωσης.

Σύμφωνα με στοιχεία του ΥΠΕΝ, το μερίδιο των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας διαμορφώθηκε σε 15,3% το 2016, ποσοστό που ισοδυναμεί με αύξηση σχεδόν κατά 50% σε σύγκριση με το 2010. Αντίστοιχα, το μερίδιο της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ αποτέλεσε το 26,5% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2016, ενώ το μερίδιο των μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανήλθε σε 19% το 2016. Η αύξηση αυτή των μεριδίων οφείλεται στην αύξηση της μη ελεγχόμενης παραγωγής ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά, αιολικά) και στη μείωση της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά την τελευταία δεκαετία.

Η αξιοποίηση του λιγνίτη αποτέλεσε στρατηγική επιλογή, παρά τις σημαντικές περιβαλλοντικές του επιπτώσεις, καθώς μέχρι και σήμερα αποτελεί το βασικό εγχώριο καύσιμο. Η μεγάλη εξάρτηση της Ελλάδας από τις εισαγωγές αργού πετρελαίου και πετρελαϊκών προϊόντων και οι μη προβλέψιμες και κυρίως μη ελεγχόμενες μεταβολές στην τιμή τους, επιφέρουν ένα σημαντικό παράγοντα αβεβαιότητας στο σχεδιασμό ενεργειακών πολιτικών, αλλά και στην ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Η αποτίμηση της τρέχουσας κατάστασης στην χώρα μας αναδεικνύει πολλές από τις ιδιαιτερότητες και τις προκλήσεις για την εφαρμογή της εθνικής ενεργειακής πολιτικής. Παράλληλα, η αναγνώριση και κατανόηση των ενεργειακών κλάδων στους οποίους υστερεί η Ελλάδα, αλλά και εκείνων στους οποίους αναγνωρίζεται υψηλό δυναμικό μπορεί να συμβάλει καθοριστικά στην κατάρτιση ενός οδικού χάρτη για την προσέγγιση των εθνικών στόχων, την ενδυνάμωση της εγχώριας αγοράς ενέργειας και την μείωση της υψηλής ενεργειακής της εξάρτησης.

Διάγραμμα 4: Συνολική Τελική Κατανάλωση Καυσίμων (TFC) στην Ελλάδα, 1990 και 2016



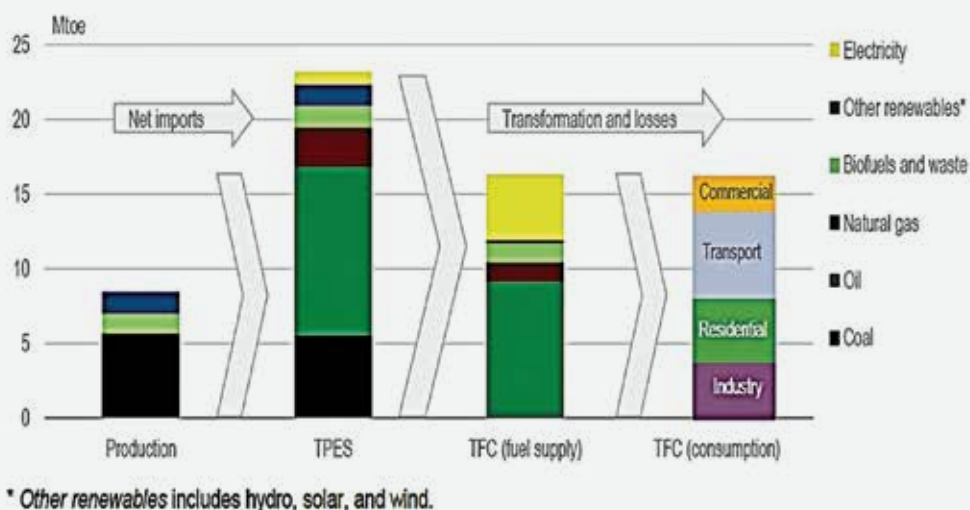
Σήμερα, η τελική κατανάλωση ενέργειας στην Ελλάδα βασίζεται σχεδόν αποκλειστικά σε ρυπογόνα συμβατικά καύσιμα. Παράλληλα, αν και η διείσδυση του φυσικού αερίου παρουσίασε σημαντική πρόοδο τα τελευταία χρόνια, εξακολουθεί να αφορά μόνο σε ένα μικρό μερίδιο της συνολικής τελικής κατανάλωσης και να βρίσκεται μακριά από τον Ευρωπαϊκό μέσο όρο. Επίσης, ενώ η διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) παρουσίασε αξιοσημείωτη αύξηση την τελευταία δεκαετία, μέσω της εφαρμογής ισχυρών μέτρων πολιτικής. Αν και στην αρχή της παρούσας δεκαετίας οι εφαρμογές των ΑΠΕ παρουσίασαν υψηλούς ρυθμούς, εν συνεχεία σημείωσαν ύφεση. Υπάρχουν σημαντικά περιθώρια βελτίωσης του θεσμικού πλαισίου και ανάγκη ενίσχυσης των σχετικών υποδομών για την πρόσβαση και σύνδεση των ΑΠΕ και διασφάλιση της ασφαλούς λειτουργίας του εθνικού ενεργειακού συστήματος σε συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ.

Η υιοθέτηση κοινών ευρωπαϊκών πολιτικών στον ενεργειακό τομέα και κυρίως σε σχέση με τις απαιτήσεις για περιορισμό των εκπομπών αέριων ρύπων του θερμοκηπίου μετά την Συμφωνία των Παρισίων⁷ έχει ήδη επηρεάσει τις αποφάσεις που αφορούν το σχεδιασμό και τη διαμόρφωση του εθνικού ενεργειακού συστήματος. Ειδικότερα, τα τελευταία χρόνια επιτυγχάνεται μια ολοένα αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ τόσο στην ηλεκτροπαραγωγή, όσο και στην τελική χρήση ενέργειας, ενώ ήδη έχουν εφαρμοστεί μέτρα και πολιτικές για την επίτευξη εξοικονόμησης ενέργειας στα κτίρια, αλλά και την ενίσχυση της συμπαράγωγής.

Προσφορά και Ζήτηση

Η Ελλάδα παράγει μεγάλη ποσότητα λιγνίτη που καλύπτει σημαντικό μέρος της ηλεκτροπαραγωγής. Ο λιγνίτης εξακολουθεί να είναι το κυρίαρχο καύσιμο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αντιπροσωπεύοντας σχεδόν το ένα τρίτο της συνολικής παραγωγής αυτήν την περίοδο. Ιδιαίτερα σημαντική είναι η ηλεκτροπαραγωγή της χώρας από ΑΠΕ, κυρίως υδροηλεκτρικά, φωτοβολταϊκά, αιολικά, γεωθερμία και βιοκαύσιμα, ενώ υπάρχει πολύ μικρή καταγεγραμμένη παραγωγή πετρελαίου και σχεδόν αμελητέα παραγωγή φυσικού αερίου. Το πετρέλαιο εξακολουθεί να είναι το πιο σημαντικό καύσιμο και η χώρα εξαρτάται σχεδόν αποκλειστικά από τις εισαγωγές πετρελαίου. Ο κλάδος των μεταφορών είναι ο μεγαλύτερος τομέας κατανάλωσης ενέργειας, κυριαρχείται από πετρελαϊκά προϊόντα, ενώ μεγάλο μέρος πετρελαίου χρησιμοποιείται και στον οικιακό τομέα (βλ. Διάγραμμα 5). Σημαντική κατανάλωση ενέργειας καταγράφεται, επίσης, από την βιομηχανία, αλλά και διάφορες εμπορικές και δημόσιες υπηρεσίες.

Διάγραμμα 5: Συνολική Εικόνα Παραγωγής Ενέργειας, Συνολικής Παροχής Πρωτογενούς Ενέργειας (TPES) και Τελικής Κατανάλωσης Καυσίμων (TFC) στην Ελλάδα, 2015



Πηγή: IEA (2017)

⁷ Η Συμφωνία των Παρισίων είναι μια παγκόσμια συμφωνία για την κλιματική αλλαγή που επετεύχθη στις 12 Δεκεμβρίου 2015 στο Παρίσι. Η Συμφωνία αποτελεί ένα σχέδιο δράσης για τη συγκράτηση της αύξησης της θερμοκρασίας του πλανήτη, έτσι ώστε να μην ξεπεράσει τους 2°C, ενώ καλύπτει την περίοδο από το 2020 και μετά

Παροχή πρωτογενούς ενέργειας

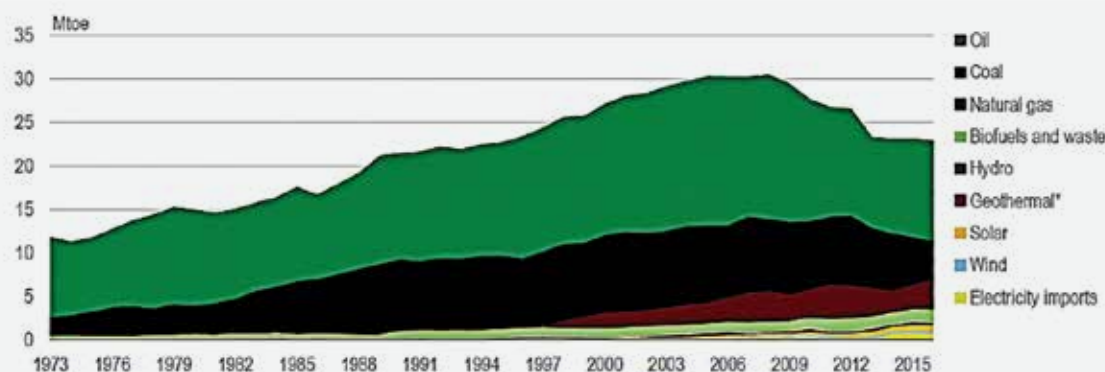
Η συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας της Ελλάδας (TPES⁸) μειώθηκε κατά 24% από το 2006 έως το 2016, κυρίως λόγω της οικονομικής κρίσης στη χώρα μετά το 2009. Το πετρέλαιο παρέμεινε το κυρίαρχο καύσιμο στην Ελλάδα, το οποίο αντιπροσώπευε το μισό της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας το 2016, αν και ο συνολικός εφοδιασμός πετρελαίου μειώθηκε σχεδόν κατά ένα τρίτο από το 2006. Το μερίδιο του πετρελαίου στη συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας είναι το δεύτερο μεγαλύτερο μεταξύ των κρατών μελών του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA), μετά το Λουξεμβούργο, στην οποία κυριαρχεί ο τομέας των μεταφορών και ο «τουρισμός καυσίμων» (fuel tourism) από τις γειτονικές χώρες.

Ο λιγνίτης είναι το δεύτερο καύσιμο που χρησιμοποιείται περισσότερο στην Ελλάδα, αντιπροσωπεύοντας το 19% της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας το 2016. Χρησιμοποιείται κυρίως στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ένα μικρό τμήμα αυτού στον κλάδο της βιομηχανίας. Η παραγωγή λιγνίτη έχει μειωθεί σχεδόν στο μισό κατά την τελευταία δεκαετία, από 8,4 εκατ. τόνους ισοδύναμου πετρελαίου (Mtoe) το 2006 σε 4,4 Mtoe το 2016, λόγω της μειούμενης χρήσης των σταθμών

λιγνιτικής παραγωγής. Επίσης, η Ελλάδα εισήγαγε το φυσικό αέριο στο ενεργειακό της σύστημα στα τέλη της δεκαετίας του 1990 και αυτό κατέστη το τρίτο σημαντικότερο πρωτογενές καύσιμο το 2016, που αντιστοιχεί στο 15% της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας. Ο εφοδιασμός με φυσικό αέριο κορυφώθηκε στα 4,0 Mtoe το 2011 και μειώθηκε κατά 12% έκτοτε, φτάνοντας τα 3,5 Mtoe το 2016.

Αξίζει να αναφερθεί ότι το μερίδιο των ορυκτών καυσίμων στην Ελλάδα ανήλθε στο 84% της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας το 2016. Το μερίδιο της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ είναι μικρό, αλλά υπερδιπλασιάστηκε από 5,9% το 2006 σε 12,5% το 2016. Τα βιοκαύσιμα και τα απόβλητα⁹ αντιπροσωπεύουν σχεδόν το ήμισυ των ΑΠΕ στη συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας, κυρίως πρωτογενή στερεά βιοκαύσιμα χρησιμοποιούνται στον οικιακό τομέα, αλλά η ανάπτυξη των ΑΠΕ την τελευταία δεκαετία είναι αποτέλεσμα της ταχείας ανάπτυξης της αιολικής και ηλιακής ενέργειας. Το μερίδιο της ηλιακής ενέργειας στη συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας είναι το δεύτερο υψηλότερο μεταξύ των χωρών μελών του IEA μετά την Ισπανία.

Διάγραμμα 6: Συνολική Παροχή Πρωτογενούς Ενέργειας (TPES) ανά Πηγή Ενέργειας, 1973-2016



* Negligible.

Note: Data is provisional for 2016.

Πηγή: IEA (2017)

⁸ Το TPES αποτελείται από την παραγωγή + εισαγωγές - εξαγωγές - διεθνείς θαλάσσιες και αεροπορικές δεξαμενές - μεταβολές αποθεμάτων. Αυτό ισούται με τη συνολική παροχή ενέργειας που καταναλώνεται στην εγχώρια αγορά, είτε σε μετασχηματισμό (π.χ. παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και διύλιση) είτε στην τελική χρήση.

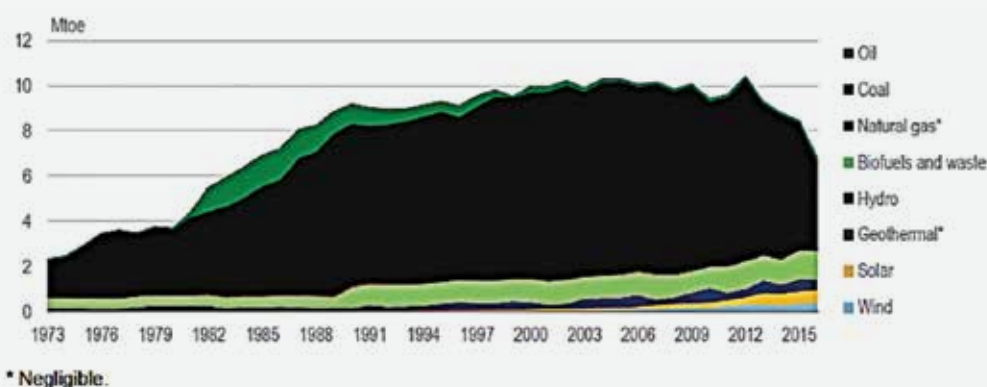
⁹ Τα βιοκαύσιμα και τα απόβλητα περιλαμβάνουν πρωτογενή στερεά βιοκαύσιμα (π.χ. καυσόξυλα), βιοαέριο και υγρά βιοκαύσιμα (κυρίως βιοντίζελ στην Ελλάδα), καθώς και αστικά και βιομηχανικά απόβλητα (δεν χρησιμοποιούνται αστικά απόβλητα στην Ελλάδα).

Παραγωγή ενέργειας και αυτάρκεια

Μεγάλη υπήρξε η μείωση της παραγωγής λιγνίτη, κατά 30% το 2016 σε σύγκριση με το 2015, αλλά εξακολουθεί να αντιπροσωπεύει περισσότερο από το 50% της συνολικής παραγωγής ενέργειας στην Ελλάδα (βλ. Διάγραμμα 7). Η υπόλοιπη παραγωγή ενέργειας προέρχεται από ΑΠΕ από τις οποίες η παραγωγή βιοκαυσίμων και αποβλήτων αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο μερίδιο, ακολουθούμενη από ηλιακή, υδροηλεκτρική και αιολική ενέργεια. Η παραγωγή πετρελαίου ανήλθε στα 1,3 Mtoe περίπου στα μέσα της δεκαετίας του 1980, αλλά έκτοτε έχει μειωθεί σε αμελητέα επίπεδα (0,16 Mtoe το 2016).

Η μεγάλη παραγωγή λιγνίτη επιτρέπει στην Ελλάδα να είναι σχεδόν αυτάρκης στην κατανάλωση αυτού (βλ. Διάγραμμα 8). Ωστόσο, η ελάχιστη παραγωγή πετρελαίου και η σχεδόν μηδενική παραγωγή φυσικού αερίου οδηγεί την Ελλάδα στην ανάγκη εισαγωγών των εν λόγω καυσίμων. Θα πρέπει να τονισθεί ότι η συνολική παραγωγή ενέργειας αντιπροσωπεύει λιγότερο από το ένα τρίτο της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας στη χώρα. Η Ρωσία είναι ο μεγαλύτερος προμηθευτής φυσικού αερίου στην Ελλάδα και η δεύτερη μεγαλύτερη πηγή αργού πετρελαίου μετά το Ιράκ.

Διάγραμμα 7: Παραγωγή Ενέργειας ανά Πηγή Ενέργειας, 1973-2016



Note: Data is provisional for 2016.

Πηγή: IEA (2017)

Διάγραμμα 8: Η Ενεργειακή Αυτάρκεια της Ελλάδας ανά Καύσιμο (Παραγωγή ως Μερίδιο της Συνολικής Παροχής Πρωτογενούς Ενέργειας), 1973-2016



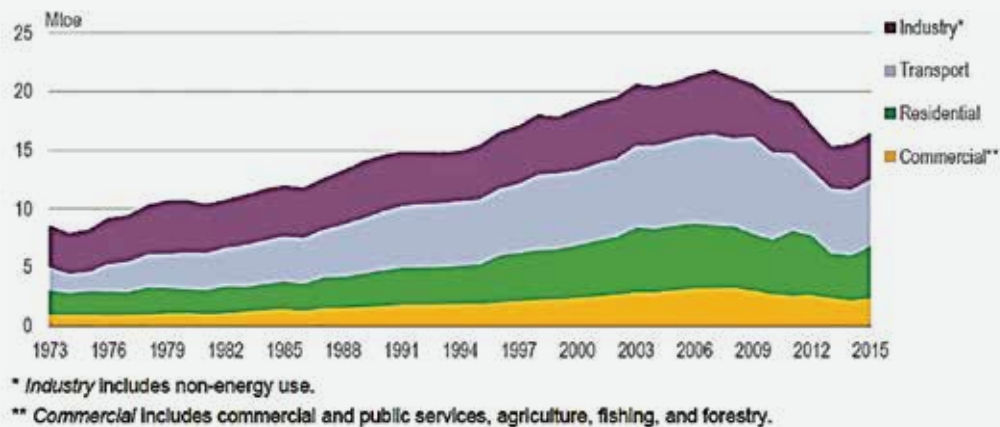
Note: Data is provisional for 2016.

Πηγή: IEA (2017)

Ζήτηση Ενέργειας

Θα πρέπει να επισημανθεί ως ιδιαίτερο χαρακτηριστικό του ενεργειακού τομέα ότι η συνολική τελική κατανάλωση (TFC¹⁰) της Ελλάδας μειώθηκε κατά 30%, από το ανώτατο επίπεδο των 21,8 Mtoe το 2007 στα 15,3 Mtoe το 2013, εξαιτίας της οικονομικής ύφεσης μετά τη χρηματοπιστωτική κρίση. Η συνολική τελική κατανάλωση σημείωσε μικρή άνοδο το 2015, στα 16,4 Mtoe (βλ. Διάγραμμα 9).

Διάγραμμα 9: Συνολική Τελική Ενεργειακή Κατανάλωση της Ελλάδας ανά Κλάδο, 1973-2015

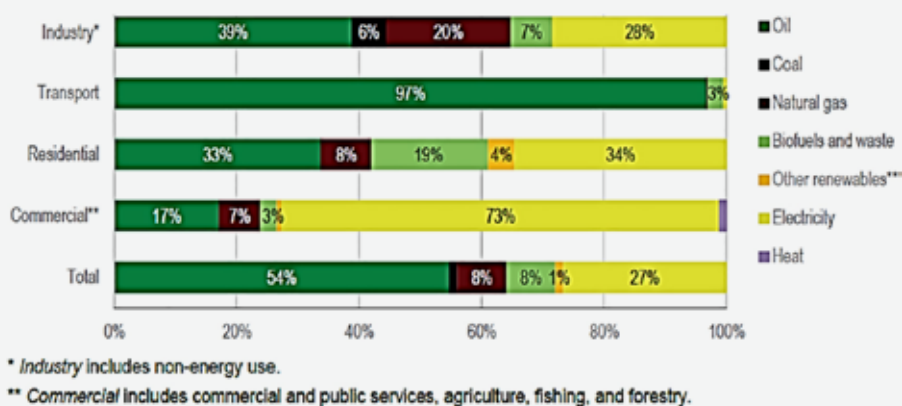


Πηγή: IEA (2017)

Ο τομέας των μεταφορών καταναλώνει την περισσότερη ενέργεια, αντιπροσωπεύοντας το 35% της συνολικής τελικής κατανάλωσης, ακολουθούμενος από τους τομείς των οικιστικών κτιρίων (27%), της βιομηχανίας (23%) και του εμπορίου (15%). Η τελική κατανάλωση ενέργειας σε όλους τους τομείς μειώθηκε κατά παρόμοιο τρόπο την τελευταία δεκαετία και ιδιαίτερα ο τομέας της βιομηχανίας παρουσίασε τη μεγαλύτερη πτώση κατά 29% από το υψηλότερο σημείο της το 2007.

Το πετρέλαιο αντιπροσωπεύει πάνω από το 50% της ενέργειας στην συνολική τελική κατανάλωση, κυρίως λόγω της κυριαρχίας του στις μεταφορές και των μεγάλων μεριδίων του στον βιομηχανικό και οικιστικό τομέα (βλ. Διάγραμμα 10). Η ηλεκτρική ενέργεια είναι η δεύτερη υψηλότερη πηγή ενέργειας στην Ελλάδα, ειδικά στον εμπορικό τομέα.

Διάγραμμα 10: Μεριδία Καυσίμων της Συνολικής Τελικής Ενεργειακής Κατανάλωσης ανά Τομέα, 2015



Πηγή: IEA (2017)

Σύμφωνα με το EU Reference Scenario¹¹, η ζήτηση ενέργειας της Ελλάδας μέχρι το 2050 αναμένεται να μειωθεί από τα 26 Mtoe το 2015 στα 18,9 Mtoe το 2050, με σημαντική πτώση της κατανάλωσης του λιγνίτη και του πετρελαίου. Στα Παραρτήματα της παρούσας Έκθεσης παρουσιάζονται λεπτομερώς οι πίνακες με τις ενεργειακές προβλέψεις της Ελλάδας μέχρι το 2050 ανά πενταετία.

¹⁰ Το TFC ορίζεται ως η τελική κατανάλωση καυσίμων (π.χ. φυσικού αερίου και πετρελαϊκών προϊόντων) από τον τελικό χρήστη, χωρίς να συμπεριλαμβάνεται ο τομέας μετασχηματισμού (π.χ. παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και διύλιση).

¹¹ Για περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τις υποθέσεις στις οποίες βασίστηκαν τα συγκεκριμένα αποτελέσματα, βλέπε τον ακόλουθο σύνδεσμο: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf

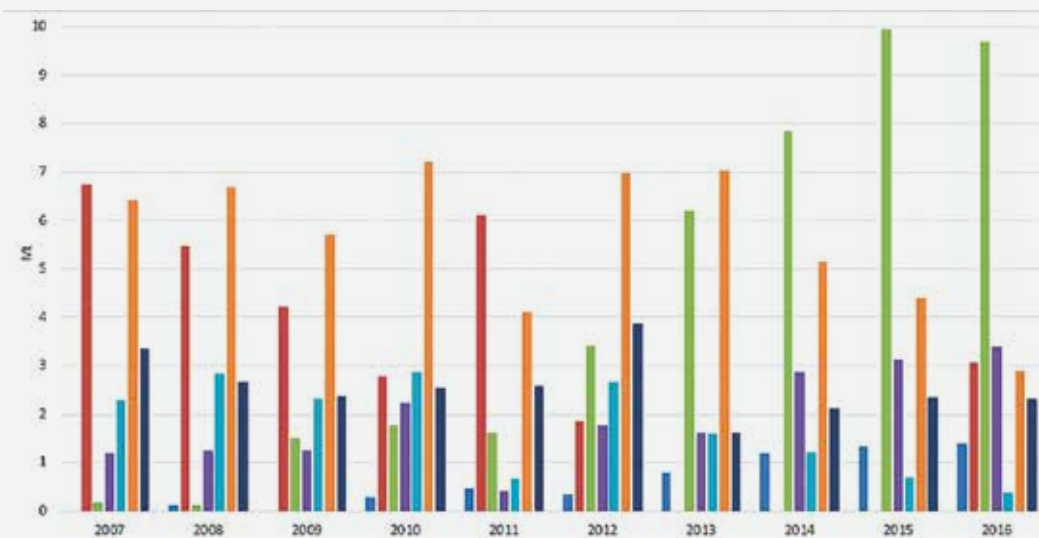
4.1. Πετρέλαιο και Πετρελαϊκά Προϊόντα

4.1.1. Παραγωγή, Εισαγωγές και Εξαγωγές Πετρελαίου

Η παραγωγή αργού πετρελαίου στην Ελλάδα το 2016 ήταν ασήμαντη (0,16 εκατ. τόνους, Mt) σε σύγκριση με την εγχώρια κατανάλωση πετρελαιοειδών της τάξεως των 11,0 Mt το 2015. Προήλθε δε από ένα συγκεκριμένο κοίτασμα (Πρίνος και Βόρειος Πρίνος), η παραγωγή του οποίου, αν και αυξημένη κατά 450% την τελευταία 8ετία, παραμένει μικρή στα 5.000 βαρέλια την ημέρα, την στιγμή που η χώρα μας καταναλώνει περίπου 450.000 βαρέλια την ημέρα (μέση ημερήσια κατανάλωση αργού στη χώρα). Επομένως, η χώρα μας εξαρτάται από εισαγωγές μεγάλων ποσοτήτων αργού πετρελαίου για να καλύψει τις ανάγκες της. Το Ιράκ ήταν ο μεγαλύτερος προμηθευτής αργού πετρελαίου της Ελλάδας το 2016, με 9,7 Mt, ακολουθούμενο από το Καζακστάν και το Ιράν με 3,4 Mt και 3,1 Mt αντίστοιχα (βλ. Διάγραμμα 11). Μόνο οι εισαγωγές από το Ιράκ αντιστοιχούσαν στο 41% των συνολικών εισαγωγών αργού πετρελαίου της Ελλάδας το 2016, που ανήλθαν σε περίπου 23,5 Mt (βλ. Διάγραμμα 12).

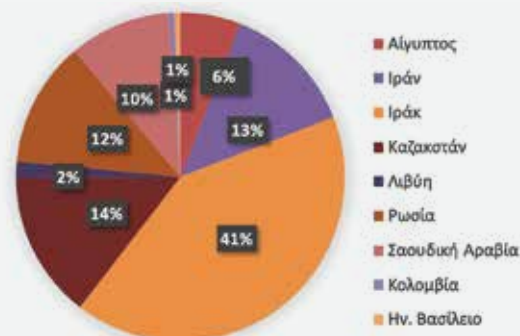
Το εισαγόμενο αργό πετρέλαιο διυλίζεται σε προϊόντα πετρελαίου σε τέσσερα εγχώρια διυλιστήρια. Η Ελλάδα έχει αυξήσει την παραγωγή διύλισης τα τελευταία χρόνια και οι καθαρές εξαγωγές προϊόντων πετρελαίου έχουν πενταπλασιαστεί κατά την πενταετία 2011-2016 (βλ. Διάγραμμα 13). Η αύξηση των εξαγωγών πετρελαϊκών προϊόντων συσχετίζεται με την πρόσφατη αύξηση των εισαγωγών αργού πετρελαίου τα τελευταία χρόνια. Η Ελλάδα εισάγει, επίσης, προϊόντα πετρελαίου. Οι εισαγωγές πετρελαϊκών προϊόντων μειώθηκαν κατά 32% κατά την περίοδο 2011-2016, ενώ οι εισαγωγές αργού πετρελαίου αυξήθηκαν κατά 54%.

Διάγραμμα 11: Εισαγωγές Αργού Πετρελαίου της Ελλάδας ανά Χώρα, 2007-2016



Πηγή: ΥΠΕΝ

Διάγραμμα 12: Εισαγωγές Αργού Πετρελαίου της Ελλάδας ανά Χώρα, 2016



Πηγή: ΥΠΕΝ

Διάγραμμα 13: Εισαγωγές και Εξαγωγές Πετρελαϊκών Προϊόντων ανά Χώρα, 1979-2016



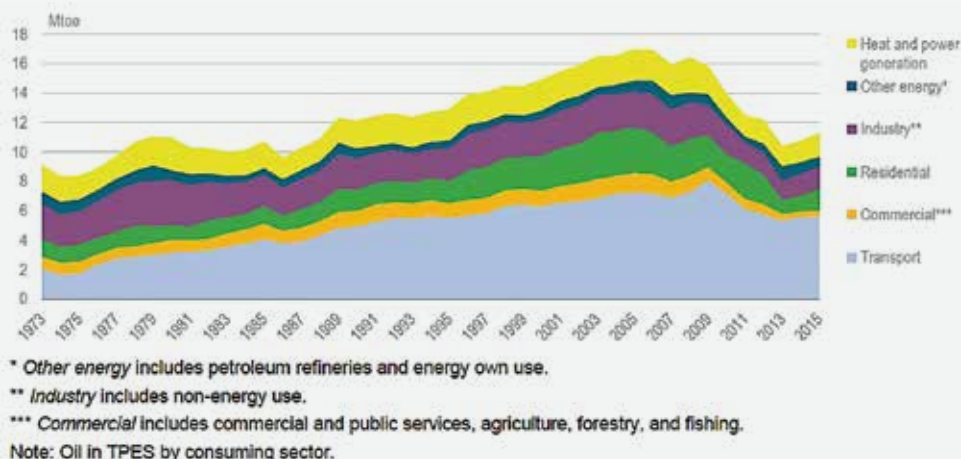
Note: Data is provisional for 2016.
Πηγή: IEA (2017)

Η εταιρεία πετρελαίου Energean Oil & Gas είναι ο μοναδικός παραγωγός πετρελαίου της χώρας. Τα δύο ενεργά πεδία, ο Πρίνος και ο Βόρειος Πρίνος, βρίσκονται παράκτια στο Βόρειο Αιγαίο. Η παραγωγή από τον Πρίνο αναμένεται να διπλασιαστεί μέχρι το 2020 από τα σημερινά 5.000 βαρέλια ημερησίως, μετά την ολοκλήρωση του προγράμματος γεώτρησης για 15 νέες γεωτρήσεις στα τέλη του 2017.

4.1.2. Κατανάλωση Πετρελαίου

Η κατανάλωση πετρελαίου στην Ελλάδα μειώθηκε απότομα, κατά ένα τρίτο μεταξύ 2005-2015, λόγω της κρίσης του 2008 (βλ. Διάγραμμα 14) και της ελληνικής οικονομικής κρίσης που ακολούθησε, ιδίως μετά το 2009. Τα τελευταία χρόνια, όμως, η κατανάλωση πετρελαίου ανέκαμψε κατά 9% μεταξύ του 2013 και του 2015, κυρίως στον τομέα των κατοικιών και εν μέρει στις μεταφορές.

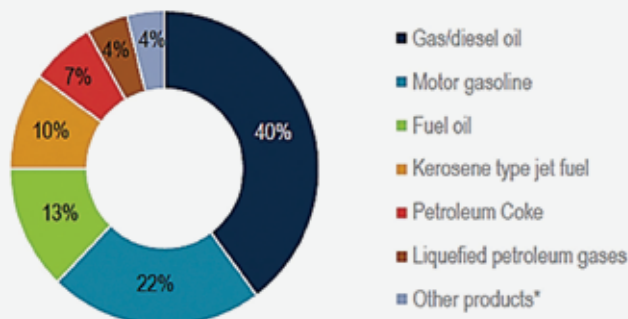
Διάγραμμα 14: Κατανάλωση Πετρελαίου ανά Τομέα, 1973-2015



Πηγή: IEA (2017)

Ο τομέας των μεταφορών κατανάλωσε 5,6 Mtoe πετρελαίου το 2015, αντιπροσωπεύοντας το ήμισυ της συνολικής κατανάλωσης πετρελαίου. Οι οδικές μεταφορές αντιπροσωπεύουν το 87% της κατανάλωσης πετρελαίου στις μεταφορές, ακολουθεί η εγχώρια ναυτιλία με 10% και τα μικρά μερίδια των εγχώριων αεροπορικών και σιδηροδρομικών μεταφορών. Ο τομέας των μεταφορών καταναλώνει κυρίως ντίζελ και βενζίνη, τα οποία μαζί αντιπροσωπεύουν το 62% της συνολικής κατανάλωσης πετρελαίου στην Ελλάδα (βλ. Διάγραμμα 15).

Διάγραμμα 15: Κατανάλωση Πετρελαίου ανά Προϊόν, 2015



* Other products includes bitumen, lubricants, naphtha, and other undefined oil products.

Note: Inland consumption of oil products (in mass units), including oil used in TFC and in energy transformation.

Πηγή: IEA (2017)

Περίπου το ένα τρίτο του ντίζελ καταναλώνεται στον οικιακό τομέα για θέρμανση. Το πετρέλαιο θέρμανσης αντιπροσωπεύει το ένα τρίτο της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας στα νοικοκυριά και το μερίδιο του πετρελαίου στην κατανάλωση ενέργειας του οικιακού τομέα είναι το τέταρτο υψηλότερο μεταξύ των χωρών μελών του IEA. Η οικιακή κατανάλωση πετρελαίου ήταν σημαντικά υψηλότερη πριν από την οικονομική κρίση. Πιο συγκεκριμένα, αυτή μειώθηκε κατά 62% από το 2011 έως το 2014 λόγω του συνδυασμού των αυξημένων τιμών του πετρελαίου θέρμανσης, του μειωμένου εισοδήματος των νοικοκυριών και της αυξημένης διείσδυσης του φυσικού αερίου λόγω της κυβερνητικής πολιτικής (αλλαγή καυσίμου προς βιομάζα και φυσικό αέριο). Η κατανάλωση αυξήθηκε και πάλι το 2015.

Επιπλέον, η Ελλάδα, σε αντίθεση με άλλες χώρες, έχει μεγάλο μερίδιο πετρελαίου που καταναλώνεται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι μονάδες παραγωγής πετρελαίου παρήγαγαν το 11% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2015, η οποία ήταν η υψηλότερη από όλες τις χώρες μέλη του IEA. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι πολλά από τα νησιά της Ελλάδας δεν είναι ακόμη συνδεδεμένα με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας της ηπειρωτικής χώρας, αλλά τροφοδοτούνται από αυτόνομους σταθμούς παραγωγής που λειτουργούν με μονάδες πετρελαίου (diesel και μαζούτ).

4.1.3. Ο Τομέας της Διύλισης

Το εισαγόμενο αργό πετρέλαιο διυλίζεται σε προϊόντα πετρελαίου σε τέσσερα εγχώρια διυλιστήρια (βλ. Πίνακα 6). Τα τρία διυλιστήρια, που ανήκουν στα ΕΛΠΕ, βρίσκονται στον Ασπρόπυργο, στην Ελευσίνα και στην Θεσσαλονίκη και αντιπροσωπεύουν περίπου το 65% της συνολικής δυναμικότητας διύλισης. Το διυλιστήριο Αγίων Θεοδώρων της Motor Oil, κοντά στην Κόρινθο, παράγει το υπόλοιπο. Η ακαθάριστη παραγωγή διυλισμένων πετρελαϊκών προϊόντων ανήλθε σε 30,2 Mt το 2016, εκ των οποίων η Ελλάδα εξήγαγε ένα μεγάλο μερίδιο, επειδή η εγχώρια κατανάλωση έχει μειωθεί από το 2008. Οι συνολικές καθαρές εξαγωγές πετρελαϊκών προϊόντων ανήλθαν σε 13,6 Mt το 2016, τα οποία η Ελλάδα πούλησε κυρίως στις ευρωπαϊκές αγορές.

Η παραγωγή διυλισμένων πετρελαϊκών προϊόντων αυξήθηκε σημαντικά κατά 57% από το 2011 έως το 2016 λόγω σημαντικών έργων αναβάθμισης και επέκτασης (βλ. Διάγραμμα 16). Η νέα μονάδα απόσταξης πετρελαίου (crude distillation unit) της Motor Oil και η αναβάθμιση και βελτιστοποίηση του διυλιστηρίου της Ελευσίνας, ιδιοκτησίας των ΕΛΠΕ, οδήγησε στην αύξηση της παραγωγής ντίζελ. Το ντίζελ αντιπροσώπευε το 41% της συνολικής διυλισμένης παραγωγής το 2016, ακολουθούμενο από μαζούτ (21%), βενζίνη (19%) και πετρέλαιο για αεροπλάνα (jet kerosene fuel) (7%).

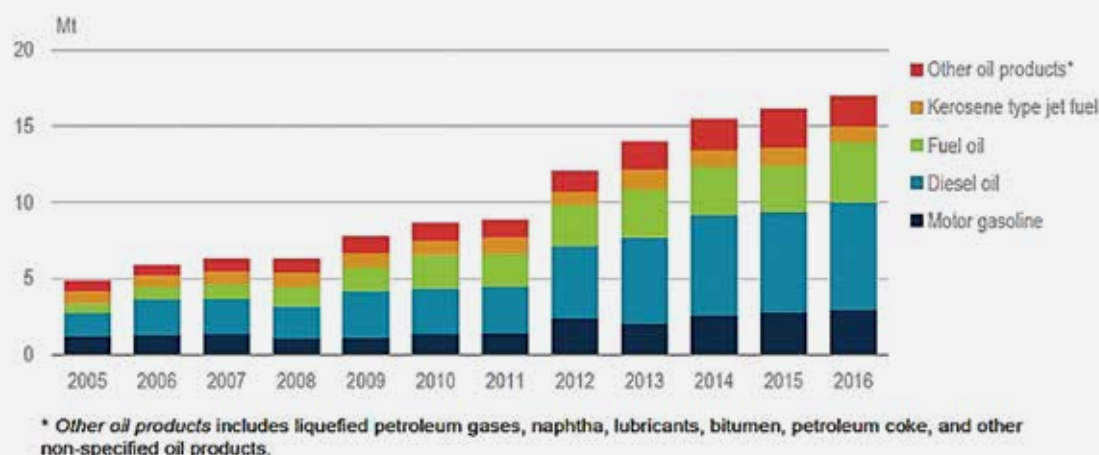
Πίνακας 6: Ενεργά Διυλιστήρια στην Ελλάδα

	Ελληνικά Πετρέλαια (ΕΛΠΕ) ΑΕ			ΜΟΤΟΡ ΟΪΛ
Ιδιοκτησία	Paneuropean Oil and Industrial Holdings S.A: 42,6% Hellenic Republic Asset Development Fund: 35,5% Institutional investors: 15,3% Private investors: 6,6% Free float: 23,5%			Petroventure Holdings Limited: 40,0% Doson Investments Company: 8,1%, Free float: 51,9%
Τοποθεσία	Ασπρόπυργος	Θεσσαλονίκη	Ελευσίνα	Αγ. Θεόδωροι (Κόρινθος)
Τύπος Διύλισης	Highly complex: catalytic, thermal, and hydro-cracking; MTBE* production; vacuum distillation	Hydroskimming; vacuum distillation; isomerisation; reforming	Topping: atmospheric distillation only; no vacuum distillation, reforming or desulphurisation	Complex: catalytic and thermal cracking; isomerisation; MTBE production; vacuum distillation; mild hydrocracking; hydrotreating; reforming; lube production; alkylation; dimerisation
Δείκτης Συνθετότητας Nelson	9,7	6,9	11,3	-
Δυναμικότητα (Mt/έτος)	7,5	4,5	5,0	4,5
Δυναμικότητα (kb/d)	148	93	100	180
Έτος Ίδρυσης	1958	1966	1972	1972

Πηγές: IENE¹², Ετήσιος Απολογισμός ΕΛΠΕ 2016¹³, Ετήσιος Απολογισμός Motor Oil 2016¹⁴

Το διυλιστήριο της Motor Oil έχει επίσης αποκτήσει την ευελιξία να επεξεργάζεται ένα ευρύ φάσμα αργού πετρελαίου, συμβάλλοντας έτσι στη διαφοροποίηση των εισαγωγών. Επιπλέον, το διυλιστήριο μπορεί τώρα να αλλάξει εύκολα μεταξύ της παραγωγής ντίζελ και βενζίνης για να προσαρμοστεί στις εποχιακές τάσεις ζήτησης στην Ελλάδα. Οι εργασίες αναβάθμισης και εκσυγχρονισμού κατέστησαν τα διυλιστήρια μεταξύ των πλέον κερδοφόρων στην Ευρώπη, με σύγχρονες και φιλικές προς το περιβάλλον προδιαγραφές.

Διάγραμμα 16: Εξαγωγές Ελληνικών Διυλισμένων Πετρελαϊκών Προϊόντων, ανά Προϊόν, 2005-2016



Note: Data is provisional for 2016.

Πηγή: IEA (2017)

¹² IENE (2016), "Greek Energy Directory 2016", Athens, Greece

¹³ https://www.helpe.gr/userfiles/8ea1f0cb-9e62-48e4-b947-a27b00fb14bb/Annual_Report-gr-web-160517.pdf

¹⁴ http://www.moh.gr/media/PDF_inside_texts/MOH_Annual_Report/%CE%9C%CE%9F%CE%97%20%CE%95%CE%A4%CE%97%CE%A3%CE%99%CE%9F%20%CE%94%CE%95%CE%9B%CE%A4%CE%99%CE%9F%202016.pdf

Σύμφωνα με στοιχεία του Συνδέσμου Εταιριών Εμπορίας Πετρελαιοειδών Ελλάδος (ΣΕΕΠΕ), οι πωλήσεις καυσίμων εσωτερικής αγοράς κινήθηκαν με άνοδο 4,81%, από τους 6.583.319 τόνους το 2013 στους 6.899.847 τόνους το 2017. Πιο συγκεκριμένα, στην εσωτερική αγορά οι πωλήσεις βενζινών μειώθηκαν κατά 12,17% (2013: 2.655.842 τόνοι - 2017: 2.332.510 τόνοι), οι πωλήσεις πετρελαίου θέρμανσης αυξήθηκαν κατά 26,09% (2013: 929.541 τόνοι - 2017: 1.172.101 τόνοι), οι πωλήσεις πετρελαίου κίνησης αυξήθηκαν κατά 13,57% (2013: 2.247.539 τόνοι - 2017: 2.552.435 τόνοι), ενώ οι πωλήσεις μαζούτ αυξήθηκαν κατά 1,36% (2013: 194.595 τόνοι - 2017: 197.237 τόνοι). Επίσης, οι πωλήσεις υγραερίου σημείωσαν αύξηση κατά 18,08% (2013: 425.136 τόνοι - 2017: 501.999 τόνοι) λόγω της ανάπτυξης της υγραεριοκίνησης, οι πωλήσεις κηροζίνης σημείωσαν πτώση κατά 16,26% (2013: 4.472 τόνοι - 2017: 3.745 τόνοι), ενώ οι πωλήσεις ασφάλτου κατέγραψαν άνοδο κατά 10,8% (2013: 126.194 τόνοι - 2017: 139.820 τόνοι).

Η σημαντικότητα μείωση στις πωλήσεις βενζινών το 2017, σε σύγκριση με το 2016, οφείλεται αφενός στις δυσμενείς οικονομικές συνθήκες και αφετέρου στη μετακίνηση των καταναλωτών στην κατανάλωση πετρελαίου κίνησης και autogas.

Γενικά, η οικονομική κρίση και τα οικονομικά μέτρα (έκτακτη φορολόγηση) επηρέασαν αρνητικά τις πωλήσεις το 2017. Σε αντίθεση με τα καύσιμα εσωτερικής αγοράς, η αύξηση των τουριστικών αφίξεων είχε θετική επίδραση στις καταναλώσεις αεροπορικών καυσίμων.

Σύμφωνα με στοιχεία του ΥΠΕΝ, η εγχώρια αγορά καυσίμων επέστρεψε σε αρνητικό πρόσημο το 2018. Πιο συγκεκριμένα, παρά το γεγονός ότι το Δεκέμβριο του 2018 με μοχλό την αυξημένη ζήτηση για το πετρέλαιο θέρμανσης σημειώθηκε σημαντική αύξηση, εντούτοις στο σύνολο του προηγούμενου έτους η αγορά υποχώρησε σε ποσοστό 5%. Οι πωλήσεις βενζίνης εμφάνισαν υποχώρηση της τάξης του 5%, ενώ τα καύσιμα κίνησης, συμπεριλαμβανομένου και του diesel κίνησης, το οποίο κατέγραψε αύξηση, έκλεισαν το 2018 με οριακά θετικό πρόσημο στο 1,5%. Οι συνολικές πωλήσεις καυσίμων στην Ελλάδα κατέγραψαν σημαντική υποχώρηση εξαιτίας της μεγάλης πτώσης στο πετρέλαιο θέρμανσης. Με βάση τα ίδια στοιχεία, η κατανάλωση του πετρελαίου θέρμανσης το 2018 υποχώρησε σε ποσοστό 17% σε σύγκριση με έναν χρόνο πριν.

Τα συγκεκριμένα στοιχεία αποτυπώνουν τη δύσκολη κατάσταση που βιώνει για ακόμη μία χρονιά ο κλάδος των καυσίμων, ο οποίος καλείται να ανταπεξέλθει όχι μόνο στην οικονομική κρίση, τη μείωση της κατανάλωσης και την υπερφορολόγηση, αλλά και στον ανταγωνισμό που υφίσταται από άλλες αγορές και καύσιμα που αποκτούν μεγαλύτερο μερίδιο τόσο στην κίνηση όσο και στη θέρμανση. Η τάση αυτή είναι εμφανής και από τη σημαντική αύξηση του πετρελαίου κίνησης τα τελευταία χρόνια, το οποίο

έχει πλέον φτάσει στα επίπεδα της βενζίνης.

Αντίστοιχα, η αύξηση των πωλήσεων υβριδικών αυτοκινήτων περιορίζει την κατανάλωση βενζίνης, ενώ σημαντική άνοδο καταγράφει τα τελευταία χρόνια και το LPG. Αλλά και στον κλάδο της θέρμανσης, η διαρκώς ανοδική πορεία του φυσικού αερίου περιορίζεται μόνο από τους αργούς ρυθμούς ανάπτυξης του δικτύου διανομής, κυρίως στην Αττική, που είναι και η μεγαλύτερη αγορά.

Τιμές Αντλίας

Η πορεία της λιανικής τιμής ενός πετρελαϊκού προϊόντος (δηλ. της τιμής στην αντλία του πρατηρίου) καθορίζεται κατά το μεγαλύτερο μέρος από την πορεία της διεθνούς τιμής του αντίστοιχου προϊόντος, αλλά και από τα περιθώρια διύλισης, που ορίζουν τα διυλιστήρια για τις διάφορες κατηγορίες προϊόντων. Η διεθνής αυτή τιμή καθορίζεται χρηματιστηριακά κάθε μέρα από τις πράξεις αγοράς και πώλησης προϊόντων και συμβολαίων, όπως γίνεται και για τα υπόλοιπα προϊόντα που αποτελούν είδος χρηματιστηριακής συναλλαγής και συνιστά την τιμή αναφοράς και για τις εκτός χρηματιστηρίου αγοραπωλησίες καυσίμων.

Δηλαδή, ο αγοραστής κλείνει συμφωνία να παραλάβει ποσότητα καυσίμου με τιμή Χ δολάρια τον τόνο πάνω από τη διεθνή τιμή της μελλοντικής ημερομηνίας παράδοσης. Αυτός ο τρόπος καθορισμού της τιμής, με βάση αναφοράς μία τιμή που δεν είναι γνωστή εκ των προτέρων, αποτελεί τον συνήθη τρόπο συναλλαγής στις διεθνείς αγοραπωλησίες καυσίμων.

Οι διεθνείς τιμές αποτελούν σχεδόν πάντοτε το σημείο αναφοράς των συμβολαίων αγοράς καυσίμων μεταξύ διυλιστηρίων και πελατών τους. Δηλαδή, η εκάστοτε τιμή πώλησης των προϊόντων που παράγουν τα διυλιστήρια καθορίζεται με βάση τις διεθνείς τιμές, τις συναλλαγματικές ισοτιμίες και το περιθώριο διύλισης. Πέραν των διεθνών τιμών (δηλ. ουσιαστικά των τιμών από το διυλιστήριο), η εκάστοτε συγκεκριμένη τιμή στην αντλία του πρατηρίου καθορίζεται και από τους εξής παράγοντες:

- τους φόρους και τους δασμούς που επιβάλλει στο καύσιμο το Ελληνικό Δημόσιο
- την απόσβεση των παγίων επενδύσεων του πρατηρίου
- το κόστος μεταφοράς και διανομής
- τα διαχειριστικά έξοδα
- το κέρδος της εταιρίας εμπορίας και
- το κέρδος του πρατηριούχου.

Μία τυπική κατανομή των ανωτέρω μεγεθών φαίνεται στο Διάγραμμα 17. Όπως είναι προφανές, το συντριπτικά μεγαλύτερο ποσοστό της τιμής του καυσίμου στην αντλία, περίπου 64%, αφορά φόρους και δασμούς, οι οποίοι εισπράττονται από το Ελληνικό Δημόσιο. Τα υπόλοιπα στοιχεία έχουν τεθεί κατ' εκτίμηση, διότι φυσικά διαφέρουν από πρατήριο σε πρατήριο και από εταιρεία σε εταιρεία.

Διάγραμμα 17: Αμόλυβδη Μέση Τιμή Αντλίας Αττικής (29/6/2018)



Παρ' όλα αυτά, η διύλιση αποτελεί έναν επιτυχημένο κλάδο της ελληνικής οικονομίας και η χώρα είναι ένας από τους βασικούς εξαγωγείς πετρελαϊκών προϊόντων στη Νοτιοανατολική Ευρώπη. Ο τομέας διύλισης επηρεάζεται εύκολα από τις διακυμάνσεις των διεθνών τιμών πετρελαίου και λειτουργεί σε ένα ιδιαίτερα ανταγωνιστικό παγκόσμιο περιβάλλον που βασίζεται σε μεγάλο βαθμό σε χώρες με διαφορετικούς περιβαλλοντικούς κανονισμούς. Οποιοσδήποτε νέες υποχρεώσεις που επιβάλλονται στον τομέα διύλισης στο πλαίσιο του νέου προγράμματος υποχρεώσεων ενεργειακής αποδοτικότητας πρέπει να λαμβάνουν υπόψη αυτούς τους περιορισμούς.

4.1.4. Έρευνα και Εκμετάλλευση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα

Οι έρευνες υδρογονανθράκων που έχουν γίνει μέχρι σήμερα στην Ελλάδα περιλαμβάνουν εκτέλεση 87.000 χιλιομέτρων σεισμικών καταγραφών και πραγματοποίηση 175 ερευνητικών γεωτρήσεων εκ των οποίων τα περισσότερα έγιναν μέσα στις δεκαετίες του '70 και του '80. Σε πρώτη φάση οι έρευνες και οι γεωτρήσεις που υλοποιήθηκαν από το 1903-1960 είχαν κυρίως ως στόχους περιοχές με επιφανειακές εμφανίσεις υδρογονανθράκων (Ζάκυνθος-Κερί, Κατάκολο, Λουτρά Κυλλήνης, Ήπειρος). Οι περισσότερες γεωτρήσεις ήταν σχετικά μικρού βάθους με ενδείξεις πετρελαίου και αερίων υδρογονανθράκων, χωρίς εμπορικό ενδιαφέρον. Σε μία δεύτερη φάση από το 1960 μέχρι και το 1974, στόχοι μεγάλων γεωλογικών επιφανειακών χερσαίων αντικλινών της Δυτικής Ελλάδας ερευνήθηκαν με βαθιές γεωτρήσεις από πολύ μεγάλες εταιρείες, όπως η BP και η ESSO στο Αιτωλικό, στην Ζάκυνθο, στους Παξούς, στον Αστακό, στα Φιλιατρά, κλπ., χωρίς όμως ανακαλύψεις υδρογονανθράκων, σύμφωνα με τον κ. Ηλία Κονοφάγο, Εκτελεστικό Αντιπρόεδρο της Flow Energy.

Στην περίοδο 1968-1974, μεγάλες εταιρείες, όπως Oceanic, Conoco, Chevron, Anshultz, Texaco, εξερεύνησαν θαλάσσιες περιοχές σε όλη την έκταση του Αιγαίου πελάγους. Αποτέλεσμα ήταν ο εντοπισμός των κοιτασμάτων του Πρίνου και της Νότιας Καβάλας από την Oceanic. Ακολούθησε η περίοδος 1975-1998, με πρωταγωνιστές την κρατική εταιρεία Δημόσια Επιχείρηση Πετρελαίου (ΔΕΠ) και στη συνέχεια τη θυγατρική της ΔΕΠ-ΕΚΥ, οι οποίες μετά από γύρο παραχωρήσεων εκχώρησαν την περιοχή των Παξών στην ιταλική ENI και ακολούθως πραγματοποίησαν συνολικά 74 γεωτρήσεις. Ακολούθησε ο 1ος γύρος παραχωρήσεων το

1995-2002 με εκχώρηση τεσσάρων ερευνητικών περιοχών στη Δυτική Ελλάδα, για έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων. Η εταιρεία Triton διερεύνησε την Αιτωλοακαρνανία με σεισμικά και δύο γεωτρήσεις και τον Πατραϊκό κόλπο με σεισμικά, χωρίς όμως γεώτρηση. Η Enetrprise oil ερεύνησε την Ήπειρο και τη ΒΔ Πελοπόννησο με σεισμικά και γεωτρήσεις στην κάθε περιοχή. Εντοπίστηκαν ενδείξεις υδρογονανθράκων χωρίς άλλα αξιόλογα αποτελέσματα. Έκτοτε, σημειώνεται αδράνεια και στασιμότητα στην έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων, κυρίως λόγω της διάλυσης της κρατικής εταιρείας ΔΕΠ-ΕΚΥ, η οποία είχε και τον ρόλο κρατικού φορέα έρευνας και παραγωγής υδρογονανθράκων, αλλά και της έλλειψης πολιτικής βούλησης για συνέχιση εγχώριων δραστηριοτήτων. Εξαίρεση στην στασιμότητα και αδράνεια ήταν και είναι οι ερευνητικές και παραγωγικές δραστηριότητες στην περιοχή εκμετάλλευσης του κοιτάσματος του Πρίνου.

Σύμφωνα με τον κ. Ηλία Κονοφάγο, στην ελληνική επικράτεια (1903-2017) έχουν ανακαλυφθεί κατά σειρά από τις μέχρι σήμερα έρευνες με γεωτρήσεις τα εξής κοιτάσματα υδρογονανθράκων:

- Το κοιτάσμα πετρελαίου «Πρίνου» στο Θρακικό πέλαγος το οποίο παρήγαγε μέχρι σήμερα περίπου 120 εκατ. βαρέλια
- Το κοιτάσμα φυσικού αερίου της Νότιας Καβάλας παρήγαγε 900 εκατ. κυβικά μέτρα φυσικού αερίου ή περί τα 7 εκατ. ισοδύναμα βαρέλια πετρελαίου
- Τα κοιτάσματα βαρέως πετρελαίου «Ανατολική Θάσος» και «Αμμώδης»
- Το κοιτάσμα του «Βόρειου Πρίνου» με παραγωγή 3,5 εκατ. βαρέλια περίπου

- Το κοίτασμα «Έψιλον» με παραγωγή 350.000 βαρέλια, η οποία διεκόπη λόγω τεχνικών προβλημάτων και το κοίτασμα «Αθως» που η οικονομική αξιολόγησή του βρίσκεται ακόμη σε εκκρεμότητα.
- Το κοίτασμα «Δυτικό Κατάκολο» στο Ιόνιο Πέλαγος, το κοίτασμα φυσικού αερίου στην «Επανωμή» και το κοίτασμα βαρέως πετρελαίου στο Κερί Ζακύνθου.

Το σύνολο των διαπιστωθέντων κοιτασμάτων ανεβάζουν τις συνολικές ανακαλύψεις στην Ελλάδα σε 10, εκ των οποίων 4 έτυχαν εκμετάλλευσης, ενώ κάποιες από τις υπόλοιπες χρειάζονται απαραίτητως συμπληρωματική έρευνα και πιθανότατα υψηλότερες τιμές πετρελαίου για να μπορέσουν να αναπτυχθούν και να τύχουν εκμετάλλευσης των αποθεμάτων τους. Οι προαναφερθείσες ανακαλύψεις οδήγησαν στο συμπέρασμα ότι το σύνολο των διεξαχθεισών μέχρι σήμερα ερευνών κατέληξαν σε διαπιστωμένα με γεωτρήσεις συνολικά παραχθέντα και αναμενόμενα ανακτήσιμα αποθέματα πετρελαίου και φυσικού αερίου της τάξης των 160 εκατ. βαρελιών ισοδύναμου πετρελαίου, όπως αναφέρει χαρακτηριστικά ο κ. Κονοφάγος.

Μετά το 2011, και μετά από μία απουσία 15 ολόκληρων ετών, εκδηλώνεται εκ νέου ενδιαφέρον από την κυβέρνηση για έρευνες στην ελληνική επικράτεια. Έτσι, ξεκινά πάλι η προώθηση δραστηριοτήτων εξερεύνησης υδρογονανθράκων με στόχο τη βελτίωση της ενεργειακής ασφάλειας και τη στήριξη της οικονομικής ανάπτυξης. Ο Νόμος 4001/2011 επικαιροποίησε το νομικό πλαίσιο και δημιούργησε μια νέα κρατική αρχή για την προώθηση του τομέα των υδρογονανθράκων, την Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων (ΕΔΕΥ), υπό την εποπτεία του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας. Η ΕΔΕΥ οργανώνει γύρους αδειοδότησης και δημιουργεί μια βάση σεισμικών δεδομένων που διατίθενται σε πιθανούς επενδυτές. Η ΕΔΕΥ ολοκλήρωσε μια σεισμική έρευνα μεγάλης κλίμακας που καλύπτει μια υπεράκτια περιοχή της Δυτικής Ελλάδας και νοτίως της Κρήτης το 2013 και επίσης επαναξιολογεί τα υπάρχοντα δεδομένα.

Η κυβέρνηση ξεκίνησε έναν διεθνή ανοικτό διαγωνισμό το 2012 και το 2014 υπέγραψε τρεις άδειες εξερεύνησης για ένα χερσαίο και δύο υπεράκτια οικόπεδα. Το 2016, χορήγησε άδεια εκμετάλλευσης για 25 έτη σε μια παράκτια περιοχή στο Κατάκολο, υπό την μορφή κοινοπραξίας 60:40 της Energean Oil & Gas και της Trajan Oil & Gas. Το σχέδιο ανάπτυξης πεδίου εγκρίθηκε από την ΕΔΕΥ τον Σεπτέμβριο 2017. Η Energean Oil & Gas αναμένει να ξεκινήσει η παραγωγή πετρελαίου από το συγκεκριμένο οικόπεδο μέχρι το 2019/20, αλλά δεν έχουν ακόμη ανακοινωθεί ποσοτικοί στόχοι παραγωγής.

Το 2014, η κυβέρνηση ξεκίνησε δύο πρόσθετους διεθνείς γύρους αδειοδότησης για 3 χερσαία και 20 υπεράκτια οικόπεδα. Τα Ελληνικά Πετρέλαια (ΕΛΠΕ), ο μεγαλύτερος εισαγωγέας πετρελαίου της χώρας

στον οποίο το κράτος κατέχει μερίδιο ενός τρίτου, κέρδισε τις συμβάσεις μίσθωσης για δύο χερσαία οικόπεδα, ενώ η Energean Oil & Gas κέρδισε το τρίτο χερσαίο οικόπεδο. Αυτές οι δύο εταιρείες υπέγραψαν συμβάσεις μίσθωσης τον Μάιο του 2017.

Επιπλέον, η Energean Oil & Gas κατέληξε σε συμφωνία να παραχωρήσει το 60% του χερσαίου οικόπεδου της Αιτωλοακαρνανίας και του χερσαίου οικόπεδου των Ιωαννίνων στην ισπανική Repsol. Τον Σεπτέμβριο 2017, υπεγράφη η συμφωνία μεταξύ της Energean Oil & Gas και της Repsol. Τα απαιτούμενα δικαιολογητικά κατατέθηκαν επίσημα στην ΕΔΕΥ και με τον τρόπο αυτό τίθεται σε ουσιαστική εφαρμογή η απόφαση του υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας που επικύρωνε τη συμφωνία. Έτσι, η Repsol αναλαμβάνει διαχειριστής στα χερσαία οικόπεδα στα Ιωάννινα. Η Energean Oil & Gas είχε ζητήσει διετή παράταση των ερευνών στο χερσαίο οικόπεδο των Ιωαννίνων, προκειμένου να καταγραφούν, μεταξύ άλλων, τα νέα σεισμικά δεδομένα 2D, την οποία έκανε δεκτή το Φεβρουάριο 2017 το υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας.

Η κυβέρνηση έλαβε μόνο δύο προσφορές για τα υπεράκτια οικόπεδα. Τα ΕΛΠΕ συμμετείχαν και στις δύο προσφορές: η μία ήταν σε αυτόνομη βάση και η δεύτερη ως μέρος μιας κοινοπραξίας, συμπεριλαμβανομένης της γαλλικής Total και της ιταλικής Edison. Στη συγκεκριμένη κοινοπραξία παραχωρήθηκε η θαλάσσια Περιοχή 2 στο Ιόνιο, δυτικά της Κέρκυρας, μετά την υπογραφή σύμβασης μίσθωσης την 31η Οκτωβρίου 2017. Total (Διαχειριστής), Edison και ΕΛΠΕ συμμετέχουν με ποσοστά 50%, 25% και 25% αντίστοιχα στην κοινοπραξία. Για το οικόπεδο 1 (Βόρειο Ιόνιο) και το οικόπεδο 10 (Κυπαρισσιακός κόλπος) υπεβλήθησαν προσφορές από τα ΕΛΠΕ, η οποία έχει ανακηρυχτεί «επιλεγείς αιτών».

Επίσης, η Exxon Mobil αναπτύσσει συμφωνία στρατηγικής συνεργασίας με τα ΕΛΠΕ για μελλοντικές κοινές δραστηριότητες εξερεύνησης υδρογονανθράκων. Λόγω της ολοένα αυξανόμενης εμπιστοσύνης στον ελληνικό τομέα υδρογονανθράκων, η ΕΔΕΥ σχεδιάζει να ξεκινήσει νέο διεθνή γύρο υποβολής προσφορών το 2018, προσφέροντας πάλι τα παράκτια οικόπεδα που δεν έλαβαν προσφορές κατά τη δημοπρασία του 2014 και αναζητώντας προσφορές για νέες εξερευνήσεις σε χερσαία οικόπεδα στη Βόρεια Ελλάδα.

Η εγχώρια παραγωγή πετρελαίου από αυτά τα έξι νέα οικόπεδα πιθανόν να μην επαρκεί για να μειώσει σημαντικά την εξάρτηση της Ελλάδας από εισαγωγές. Αλλά η εμπιστοσύνη των επενδυτών στην ελληνική οικονομία θα μπορούσε να αποτελέσει σημαντικό παράγοντα για περαιτέρω επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα, αλλά και σε άλλους τομείς. Επομένως, είναι κρίσιμο για την χώρα μας να επιτύχει έγκαιρη ολοκλήρωση των συνεχιζόμενων διεθνών γύρων αδειοδότησης και να εξασφαλίσει την ελάχιστη δυνατή καθυστέρηση στην πρόσκληση υποβολής προσφορών, στην ανακοίνωση των νικητών και στην υπογραφή των αδειών.

4.1.5. Τελευταίες Εξελίξεις στην Έρευνα και Ανάπτυξη Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα

Σύμφωνα με τις πλέον πρόσφατες επιστημονικές ανακοινώσεις, η Ελλάδα διαθέτει έντεκα βεβαιωμένα κοιτάσματα πετρελαίου και φυσικού αερίου, κυρίως σε περιοχές, όπως η Δυτική Ελλάδα και η Βόρεια Ελλάδα, με πληροφορίες για το μέγεθός τους να είναι διαθέσιμες από γεωτρήσεις, γεωφυσικές αναλύσεις και σεισμικές καταγραφές. Υπάρχουν δε και ισχυρές ενδείξεις, κυρίως από γεωλογική και γεωφυσική έρευνα, για υποθαλάσσια κοιτάσματα νοτίως της Κρήτης, αλλά και στα Δωδεκάνησα. Επειδή οι διαθέσιμες πληροφορίες είναι περιορισμένες, διεσπαρμένες και επιστημονικά ανομοιογενείς, είναι εξαιρετικά δύσκολο να υπολογίσουμε ή να εκτιμήσουμε συνολικά και με κάποια στοιχειώδη ακρίβεια το αξιοποιήσιμο υδρογονανθρακικό δυναμικό. Εδώ θα πρέπει να διευκρινίσουμε την σοβαρή διαφορά που υπάρχει μεταξύ των βεβαιωμένων και απολήψιμων κοιτασμάτων (proven reserves) όπως αυτά του Πρίνου, της Επανομής, του Κατάκολου, όπου έχουν γίνει γεωτρήσεις και έχουμε μία αρκετά καλή εικόνα των γεωλογικών δομών και των ενθυλακωμένων ποσοτήτων, και των μη βεβαιωμένων κοιτασμάτων (not proven) και των πιθανών (probable), όπου οι πληροφορίες προέρχονται αποκλειστικά από σεισμικές και γεωφυσικές έρευνες και την ανάλυση γεωλογικών δεδομένων.

Όσον αφορά το μέγεθος των μέχρι σήμερα εντοπισμένων (prospective) και δυνητικών κοιτασμάτων (contingent reserves), διαπιστώνουμε ότι αυτό είναι σχετικά μικρό και ξεπερνά μόλις τα 900 εκατ. βαρέλια, με αυτά να καλύπτουν την ευρύτερη περιοχή του Πρίνου, Ανατολικά της Θάσου, την Χαλκιδική, την Επανομή, το Κατάκολο, τον Πατραϊκό και τα Ιωάννινα. Εάν δε αναφερθούμε σε βεβαιωμένα κοιτάσματα (P2 – Proven Reserves), δηλαδή τις απολήψιμες ποσότητες πετρελαίου, αυτά είναι κατά πολύ μικρότερα και φθάνουν μόλις τα 50,1 εκατ. βαρέλια (40,1 εκατ. του Πρίνου και 10 εκατ. βαρέλια του Κατάκολου).

Πίνακας 7: Κοιτάσματα Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα (Εκτιμώμενα, Δυνητικά και Βεβαιωμένα Αποθέματα, σε εκατ. βαρέλια)

Field	Date ^(a)	Company	Estimated reserves or resources (in million barrels)	Category
East Thassos I	1971	Oceanic-Colorado	350.0	Contingent resources (Heavy oil)
East Thassos II	1971	Oceanic-Colorado	80.0	Prospective resources
Babouras	1971 / 72	Oceanic-Colorado	150.0	Prospective resources
Stavros	1971 / 72	Oceanic-Colorado	122.0	Prospective resources
Nike I	1971 / 72	Oceanic-Colorado	60.0	Prospective resources
Nike II	1971 / 72	Oceanic-Colorado	63.0	Prospective resources
South Kavala (natural gas)	1972	Oceanic-Colorado	(950.0 million m ³ gas)	Depleted Gas field
Amodos (heavy oil)	1972	Oceanic-Colorado	45.0	Contingent resources
Athos	1972	Oceanic-Colorado	45.0	Contingent resources
Prinos ^(b)	2018	Energiean	17.8 21.6	Proven recoverable (P2) Contingent (2C)
West Katakolo	1982 2018	DEP/EKY Energiean	(4.0) 10.0	Contingent resources Proven reserves (P2)
Alikes Zakynthou	1984 / 85	DEP/EKY	35.0 ^(c)	Contingent
Epanomi (natural gas)	1987	DEP/EKY	3.0	Contingent resources
Prinos- North Prinos	2015 2018	Energiean Energiean	3.3 2.4	Proven recoverable (P2) Contingent (2C)
Patraikos Gulf	1998/99 2016/2017	Enterprise Oil – Triton ΕΛΠΕ	100.0	Prospective
Prinos-Epsilon	2015	Energiean	19.0	Proven recoverable (P2)
Total proven recoverable reserves			51.0	Proven recoverable (P2)
Total contingent reserves			502.0	Contingent (2C)
Total prospective reserves			575.0	Prospective
Total reserves and resources (proven, contingent and prospective)			1,128	

^(a) Date of discovery or latest evaluation, ^(b) Some 116 million barrels of oil had been recovered by the end of 2014. Estimated original reserves in place: 290, ^(c) Asphaltic contingent resource base has been found but considered to be non-exploratory due to environmental

Πηγή: IENE (2015), IENE (2018)

Ο Πίνακας 7, ο οποίος έχει ληφθεί από μελέτη του IENE που είχε ως θέμα την «Στρατηγική για την Αποδέσμευση του Δυναμικού Υδρογονανθράκων της Ελλάδας»¹⁶, συνοψίζει τα εντοπισθέντα κοιτάσματα στον ελλαδικό χώρο και τις εκτιμήσεις για το μέγεθός τους και την κατηγοριοποίησή τους σε εντοπισθέντα (in place), βεβαιωμένα (proven) και δυνητικά (contingent). Έκτοτε, δηλαδή μετά το 2014, οι εκτιμήσεις για τα δυνητικά αποθέματα έχουν αναθεωρηθεί ελαφρώς προς τα πάνω, αφού χάρη στην αναλυτική εργασία των ΕΛΠΕ, επιπλέον σεισμικές έρευνες και επανερμηνεία (reinterpretation) παλαιότερων στοιχείων, έχουν οδηγήσει στο συμπέρασμα περί 100 εκατ. βαρελιών δυνητικών κοιτασμάτων στον Πατραϊκό, ενώ και το κοιτάσμα του Κατάκολου συμπεριλαμβάνεται πλέον στα βεβαιωμένα κοιτάσματα, με περίπου 10 εκατ. βαρέλια αποδεδειγμένων ποσοτήτων.

Από τον ανωτέρω πίνακα προκύπτει ότι το μέγεθος των συνολικών κοιτασμάτων που μέχρι σήμερα έχουν εντοπισθεί και περιγραφεί επαρκώς, μη συμπεριλαμβανομένων των πιθανών σε Ιόνιο και Κρήτη, δεν ξεπερνούν τα 1,1 δισεκατ. βαρέλια πετρελαίου με μόνο το 4,4% να είναι επιβεβαιωμένα και άρα εμπορικά εκμεταλλεύσιμα. Έτσι, αποδομείται η όλη φιλολογία που έχει αναπτυχθεί τελευταία περί του Ελληνικού Ελντοράντο και των δισεκατομμυρίων δολαρίων που πρόκειται οσονούπω να εισρεύσουν στα δημόσια ταμεία από τις τεράστιες ποσότητες πετρελαίου και φυσικού αερίου που είναι κάπου «κρυμμένα» στο βάθος των ελληνικών θαλασσών. Αυτό ασφαλώς δεν σημαίνει ότι δεν υπάρχουν προς ανακάλυψη, επιβεβαίωση και εκμετάλλευση πολύ μεγαλύτερα κοιτάσματα, όπως πχ. στα βαθιά νερά του Ιονίου και σε όλη την περιοχή νότια και νοτιοδυτικά της Κρήτης. Όμως, άλλο είναι να μιλάμε για εκτιμήσεις βασισμένες στις γεωλογικές παρατηρήσεις και τις σεισμικές έρευνες και άλλο είναι να έχουμε ακριβή γνώση, που προέρχεται μόνο από γεωτρήσεις για βεβαιωμένα αποθέματα σε συγκεκριμένες τοποθεσίες. Η δε τοποθεσία, το βάθος και η χημική σύσταση του κοιτάσματος συνιστούν τις τρεις βασικές παραμέτρους που θα επιτρέψουν την εκπόνηση των οικονομοτεχνικών εκτιμήσεων για τη δυνατότητα ή μη εμπορικής εκμετάλλευσής του.

Είναι, λοιπόν, κοινή διαπίστωση από την μέχρι σήμερα επιστημονική εμπειρία ότι η χώρα διαθέτει ένα περιορισμένο αριθμό βεβαιωμένων κοιτασμάτων, μικρού έως και μεσαίου μεγέθους, που ευρίσκονται σε διαφορετικές τοποθεσίες και διαφορετικά βάθη. Βέβαια, καθώς θα προχωρούν οι έρευνες είναι σχεδόν σίγουρο ότι θα επιβεβαιωθούν σταδιακά και άλλα απολήψιμα κοιτάσματα, μόνο που σε αυτό το στάδιο δεν μπορούμε να γνωρίζουμε με ακρίβεια το μέγεθός τους ή την συγκεκριμένη τοποθεσία τους. Η περιοχή ανατολικά της Θάσου αποτελεί χαρακτηριστικό παράδειγμα, όπως και αυτή του Πατραϊκού. Όμως, θα απαιτηθούν εκτενείς έρευνες και αρκετές ερευνητικές γεωτρήσεις για να

μπορέσουμε να καθορίσουμε με ακρίβεια το μέγεθος των εμπορικά εκμεταλλεύσιμων κοιτασμάτων. Είναι βέβαιο ότι μέσω των ερευνών και εφ' όσον αυτές συνεχισθούν μέσα στην επόμενη δεκαετία, θα προκύψουν αρκετά μεγαλύτερες ποσότητες βεβαιωμένων και απολήψιμων κοιτασμάτων.

Όσον αφορά τις παραχωρήσεις οικοπέδων, στις αρχές Ιουλίου 2018, ανακοινώθηκε η κοινοπραξία Total-ΕκxonMobil-ΕΛΠΕ και επίσημα ως επιλεγείς αιτών από το ΥΠΕΝ, κατόπιν διεθνούς διαγωνισμού για τις θαλάσσιες περιοχές Νοτιοδυτικά και Δυτικά της Κρήτης για την παραχώρηση δικαιώματος έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων, με τις συμβάσεις να αναμένεται να κυρωθούν σύντομα από τη Βουλή. Σε σχέση με την πρόταση των Repsol-ΕΛΠΕ για το θαλάσσιο οικόπεδο του Ιονίου, η διαδικασία της αξιολόγησης και των διαπραγματεύσεων για τις προσφορές είναι ακόμη σε εξέλιξη, χωρίς όμως κι αυτή να αναμένεται να καθυστερήσει σημαντικά.

Στο Δυτικό Πατραϊκό Κόλπο, μετά την μεταβίβαση των δικαιωμάτων της Petroceltic το 2016, η σύνθεση του επιχειρηματικού σχήματος που έχει τα αποκλειστικά δικαιώματα έρευνας και παραγωγής υδρογονανθράκων στην περιοχή είναι ΕΛΠΕ Πατραϊκός (50%, διαχειριστής) και Edison International (50%). Η ημερομηνία έναρξης ισχύος της επταετούς σύμβασης μίσθωσης ήταν στις 3 Οκτωβρίου 2014, με την πρώτη ερευνητική περίοδο μέχρι τις 3 Οκτωβρίου 2017, τη δεύτερη μέχρι τις 3 Οκτωβρίου 2019 και τη τρίτη μέχρι τις 3 Οκτωβρίου 2021.

Στις 27 Σεπτεμβρίου, μονογράφηκαν οι συμβάσεις παραχώρησης έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων για τα δυο θαλάσσια οικόπεδα, νότια και νοτιοδυτικά της Κρήτης, καθώς και για το θαλάσσιο οικόπεδο 10 στον Κυπαρισσιακό Κόλπο, ενώ η μονογραφή της αντίστοιχης σύμβασης για τη θαλάσσια περιοχή του Ιονίου πραγματοποιήθηκε στις 21 Νοεμβρίου.

Η Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων (ΕΔΕΥ), ως Αρμόδια Αρχή για την ασφάλεια στις υπεράκτιες εργασίες έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων, εκπόνησε το ετήσιο σχέδιο για την αποτελεσματική εποπτεία μεγάλων κινδύνων για το έτος 2018. Το ετήσιο σχέδιο θα παρακολουθείται και θα υποστηρίζεται από έμπειρο ανθρώπινο δυναμικό σε τεχνικά και νομικά θέματα.

Στο πλαίσιο αυτό, η εταιρεία θα προχωρήσει στις ακόλουθες ρυθμιστικές λειτουργίες κατά τη διάρκεια του 2018:

- Αξιολογήσεις Εκθέσεων Μεγάλων Κινδύνων, εργασιών γεώτρησης και κοινοποιήσεων συνδυασμένων εργασιών
- Επιθεωρήσεις σε υπεράκτιες εγκαταστάσεις εξόρυξης υδρογονανθράκων και τήρηση μέτρων πρόληψης μεγάλων ατυχημάτων

¹⁶ IENE (2015), "A Strategy For Unlocking Greece's Hydrocarbon Potential", Μελέτη (M25) του IENE, Σεπτέμβριος 2015.

- Σύνταξη κανονισμών και οδηγιών για την ασφάλεια με στόχο την αποτελεσματική εφαρμογή του Νόμου 4409/2016
- Εκπαίδευση του ανθρώπινου δυναμικού αναφορικά με τις σύγχρονες τεχνικές του κλάδου και εξειδικευμένα θέματα ασφάλειας και μηχανικής ταμειυτήρων και γεωτρήσεων
- Συνεργασία με τη Βιομηχανία για την ανταλλαγή τεχνογνωσίας και εμπειρίας
- Συνεργασία με Υπουργεία και Οργανισμούς του Ελληνικού Δημοσίου
- Συνεργασία με τα όργανα της Ευρωπαϊκής Ένωσης και Διεθνείς Οργανισμούς (European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group – EUOAG, JOINT RESEARCH CENTRE της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, Ευρωπαϊκός Οργανισμός για την Ασφάλεια στη Θάλασσα (ΕΟΑΘ).

Σημειώνεται ότι λόγω της απαιτούμενης λεπτομερούς αξιολόγησης των Εκθέσεων Μεγάλων Κινδύνων θα απαιτηθούν εκτενείς πόροι για την αποτελεσματική διενέργεια αυτών των αξιολογήσεων. Οι πόροι για την πραγματοποίηση των αξιολογήσεων και ερευνών θα καθορίζονται ανά περίπτωση.

Όπως αναφέρει η ΕΔΕΥ στην ετήσια οικονομική της έκθεση για το 2017¹⁷, τα πρώτα έσοδα από τον κλάδο της έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων στην Ελλάδα ανήλθαν σε €3,4 εκατ. Τα συγκεκριμένα έσοδα προέρχονται από ανταλλάγματα τα οποία δόθηκαν με την κύρωση από τη Βουλή των συμβάσεων μίσθωσης παραχώρησης των δικαιωμάτων στις χερσαίες περιοχές Αιτωλοακαρνανία, Άρτα-Πρέβεζα και Βορειοδυτική Πελοπόννησο και στη θαλάσσια περιοχή 2, δυτικά της Κέρκυρας.

Επίσης, αξίζει να αναφερθεί ότι η ΕΔΕΥ και το Πανεπιστήμιο Πατρών υπέγραψαν Μνημόνιο Συνεργασίας με στόχο την ενδυνάμωση της έρευνας στο πεδίο των υδρογονανθράκων στην Ελλάδα. Πιο συγκεκριμένα, το επιστημονικό προσωπικό του Τμήματος Γεωλογίας, μεταξύ άλλων, θα ερευνήσει μια περιοχή του Ιονίου που είναι άγνωστη και βρίσκεται εκτός των θαλάσσιων περιοχών που έχουν παραχωρηθεί δικαιώματα για έρευνα υδρογονανθράκων.

Η επιστημονική και ερευνητική συνεργασία θα έχει διάρκεια δύο ετών. Στις δράσεις που έχουν συμφωνηθεί περιλαμβάνονται:

1. Επεξεργασία και ομαδοποίηση της βιβλιογραφίας που αναφέρεται στη γεωλογία των περιοχών της Δυτικής Ελλάδας - Ηπείρου, καθώς και στον υποθαλάσσιο χώρο του Ιονίου Πελάγους,
2. Αξιολόγηση των κύριων ρηγμάτων και δημιουργία βάσης δεδομένων στις προαναφερθείσες περιοχές,
3. Συνεργασία σε υπαίθριες έρευνες των συνεργαζόμενων φορέων και ανάπτυξη κοινών ερευνητικών δραστηριοτήτων και μεταφορά

τεχνογνωσίας,

4. Κοινές δημοσιεύσεις, προετοιμασία και υποβολή από κοινού προτάσεων ερευνητικών έργων στον ευρύτερο τομέα της έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων σε ευρωπαϊκά ή ελληνικά χρηματοδοτικά προγράμματα,

5. Διοργάνωση από κοινού επιστημονικών ή ερευνητικών δραστηριοτήτων για την ενημέρωση της κοινής γνώμης για τη έρευνα και εκμετάλλευση των υδρογονανθράκων στη Δυτική Ελλάδα.

Η περιοχή που θα επικεντρωθούν οι επιστημονικές έρευνες θεωρείται «άγνωστη, ίσως και πολύπλοκη» από τους πανεπιστημιακούς. Πρόκειται για υποθαλάσσιο τμήμα που εκτείνεται από τις ακτές της Πρέβεζας μέχρι και τη νότια πλευρά των Παξών. Για το συγκεκριμένο τμήμα δεν έχει γίνει παραχώρηση δικαιωμάτων για έρευνα υδρογονανθράκων. Από το αποτέλεσμα των επιστημονικών εργασιών και την αξιολόγησή τους από την ΕΔΕΥ θα προκύψει και το ενδεχόμενο ενδιαφέρον για την έρευνα υδρογονανθράκων στην περιοχή του Ιονίου Πελάγους.

Σύμφωνα με την ΕΔΕΥ, μια ανακάλυψη τουλάχιστον 500 εκατομμυρίων βαρελιών θα δικαιολογούσε πιθανές εμπορικές εξελίξεις. Στα βαθιά νερά της Ελλάδας, όπως είναι για παράδειγμα η περιοχή δυτικά και νοτιοδυτικά της Κρήτης, οι πιθανοί στόχοι βρίσκονται σε πετρώματα θαμμένα κάτω από τουλάχιστον 1.500 μέτρα νερό. Ο μέσος όρος βάθους νερού σε αυτές τις περιοχές ξεπερνάει τα 2.500 μέτρα και σε πολλές περιπτώσεις είναι γύρω στα 3.500 μέτρα. Αν λάβουμε υπόψη ότι οι ερευνητικές εργασίες της πρώτης φάσης διαρκούν τρία χρόνια, οι αποφάσεις για γεωτρήσεις τέτοιου είδους αναμένεται να ληφθούν μετά το 2021.

Ως προς το θέμα αυτό υπάρχει παραπληροφόρηση, παρερμηνεία δηλώσεων και διασπορά ειδήσεων που δεν ανταποκρίνονται στην πραγματικότητα. Μία γεώτρηση δεν είναι ικανή να δώσει σαφείς ενδείξεις για τον όγκο του κοιτάσματος. Απαιτούνται τρεις με τέσσερις γεωτρήσεις, επομένως το συνολικό κόστος ανέρχεται σε €600-700 εκατ. για ένα κοιτάσμα το οποίο θεωρείται ότι είναι μεγάλο.

Ένα μεγάλο βήμα πραγματοποιήθηκε το 2017 με τη σύσταση της ομάδας εφαρμογής της ευρωπαϊκής οδηγίας για την ασφάλεια των υπεράκτιων εγκαταστάσεων. Αυτό έγινε δυνατό χάρη στην επιτυχή συνεργασία της ΕΔΕΥ με την EBRD και την Νορβηγική ενεργειακή εταιρεία DNV-GI. Αποτέλεσμα αυτού είναι η Ελλάδα να έχει σήμερα τις απαιτούμενες προδιαγραφές και τους ρυθμιστικούς κανόνες, που πρέπει να ακολουθούν οι εμπλεκόμενοι ιδιωτικοί και κρατικοί φορείς.

Η ασφάλεια των υπεράκτιων εγκαταστάσεων γεώτρησης ή παραγωγής υδρογονανθράκων απαιτεί πολλή προσοχή και αφορά ευθέως την ΕΔΕΥ. Για την ασφάλεια των υπεράκτιων εγκαταστάσεων

¹⁷ https://www.greekhydrocarbons.gr/pdfs/financialStatements/AnnualReport_2017.pdf

δημιουργήθηκαν οι οδηγίες, οι κατευθύνσεις και οι διαδικασίες που περιλαμβάνουν τους κανόνες παρακολούθησης και ασφάλειας της παραγωγής, τους κανόνες ασφάλειας γεώτρησης και συστημάτων διαχείρισης. Επίσης, οι εταιρείες ενθαρρύνονται να ακολουθούν τα πρότυπα ασφάλειας τα οποία δημιουργήθηκαν βάσει της ευρωπαϊκής οδηγίας και του ελληνικού νόμου προς όφελος όλων.

Είναι πολύ σημαντικό, επιπλέον, να είναι σαφής η διάκριση μεταξύ ασφάλειας και προστασίας περιβάλλοντος, καθώς επικρατεί μια σύγχυση η οποία μπορεί να εξυπηρετεί αλλότρια συμφέροντα. Άλλωστε το περιβάλλον είναι ένα μέρος της ασφάλειας. Η ασφάλεια αφορά θέματα εθνικά, άμυνας, εμπορικά, κοινωνικά, δημόσιας υγείας, αλλά και προστασίας της χλωρίδας και της πανίδας του θαλάσσιου περιβάλλοντος.

4.2. Φυσικό Αέριο

4.2.1. Ιστορική Αναδρομή

Τα πρώτα σημαντικά βήματα για την εισαγωγή του φυσικού αερίου στην Ελλάδα έγινε το 1987. Ο τότε πρωθυπουργός της Ελλάδας, Ανδρέας Παπανδρέου, και ο τότε υπουργός Βιομηχανίας, Ενέργειας και Τεχνολογίας Αναστάσιος Πεπονής, κατανοώντας την ανάγκη εκσυγχρονισμού της χώρας στον ενεργειακό τομέα, με στόχο την ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας της οικονομίας, την προστασία του περιβάλλοντος και τη μείωση της εξάρτησης από το πετρέλαιο, προχώρησαν στις 7 Οκτωβρίου 1987 στην υπογραφή διακρατικής συμφωνίας μεταξύ της Ελλάδας και της τότε Σοβιετικής Ένωσης για τον βασικό εφοδιασμό της χώρας με φυσικό αέριο, που στη συνέχεια εξειδικεύθηκε με σύμβαση μεταξύ των ενεργειακών φορέων των δύο χωρών, δηλαδή της Δημόσιας Επιχείρησης Πετρελαίου (ΔΕΠ) και της ρωσικής Sojuzgazexport (σήμερα Gazprom- Export). Τον Φεβρουάριο του 1988 υπογράφεται, επίσης, σύμβαση μεταξύ των ενεργειακών φορέων Ελλάδας και Αλγερίας, δηλαδή της ΔΕΠ και της Sonatrach, για τον εφοδιασμό της χώρας μας με υδροποιημένο φυσικό αέριο (ΥΦΑ).

Τον Σεπτέμβριο του 1988 ιδρύεται η Δημόσια Επιχείρηση Αερίου (ΔΕΠΑ) ως θυγατρική εταιρεία της ΔΕΠ. Τον Δεκέμβριο του 1988, η ΔΕΠΑ υπογράφει την πρώτη σημαντική συμφωνία κατασκευής του αγωγού μεταφοράς φυσικού αερίου, μήκους 512 χλμ. από τα ελληνοβουλγαρικά σύνορα έως την Αττική. Το 1994, η ΔΕΠΑ υπογράφει την πρώτη Σύμβαση Πώλησης Φυσικού Αερίου με τον μεγαλύτερο καταναλωτή της χώρας, τη ΔΕΗ, σύμβαση η οποία αποτέλεσε τη βάση για την περαιτέρω ανάπτυξη του έργου του φυσικού αερίου.

Το 1995, θεσπίζεται ο πρώτος νόμος για την εισαγωγή, μεταφορά, εμπορία και διανομή φυσικού αερίου (Ν.2364) όπου μεταξύ άλλων, διαμορφώνεται το πλαίσιο για την ίδρυση περιφερειακών Εταιρειών Διανομής Αερίου (ΕΔΑ), επιπλέον των Εταιρειών

Διανομής για τις περιοχές της Αττικής, Θεσσαλίας και Θεσσαλονίκης, καθώς και για την ίδρυση των Εταιρειών Παροχής Αερίου Α.Ε. με τη συμμετοχή της ΔΕΠΑ και ιδιωτών επενδυτών.

Στις αρχές του 1996, ολοκληρώνεται η κατασκευή του αγωγού μεταφοράς φυσικού αερίου από τα ελληνοβουλγαρικά σύνορα έως την Αττική και του Μετρητικού Σταθμού Συνόρων Σιδηροκάστρου, το αέριο εισάγεται στον αγωγό και γίνονται οι πρώτες δοκιμές. Το 2000, ολοκληρώνεται η κατασκευή της εγκατάστασης προσωρινής αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ στη νήσο Ρεβυθούσα και γίνεται η παραλαβή ΥΦΑ από την Αλγερία.

Το 2000, και μετά από την επιτυχή κατάληξη διεθνούς πλειοδοτικού διαγωνισμού για την επιλογή ιδιωτών επενδυτών, ιδρύονται οι δύο πρώτες Εταιρείες Παροχής Αερίου (ΕΠΑ) στην περιοχή της Θεσσαλονίκης και της Θεσσαλίας. Η ΔΕΠΑ συμμετέχει με ποσοστό 51% στο μετοχικό κεφάλαιο αυτών, ενώ το υπόλοιπο 49% ανήκει στην ENI Hellas Spa, η οποία έχει και την ευθύνη της διαχείρισης και διοίκησης των εταιριών. Το 2001, ιδρύεται στην περιοχή της Αττικής με αντίστοιχη διαδικασία και η τρίτη ΕΠΑ. Το μοντέλο που ακολουθήθηκε είναι παρόμοιο με των ΕΠΑ Θεσσαλονίκης και Θεσσαλίας, που τώρα έχουν μετονομασθεί σε ZeniΘ, τόσο ως προς την δομή όσο και ως προς τις υποχρεώσεις. Η ΔΕΠΑ συμμετέχει με 51%, ενώ το υπόλοιπο 49% ανήκει στην Attiki Denmark, η οποία έχει αναλάβει και τη διοίκηση της εταιρείας. Η ΕΠΑ Αττικής επωμίζεται την προώθηση και διάθεση φυσικού αερίου σε πελάτες με κατανάλωση χαμηλότερη των 100 GWh στην περιοχή της Αττικής.

Επίσης, το 2001, ο σταθμός της Κομοτηνής ιδιοκτησίας ΔΕΗ στρέφεται για την τροφοδοσία του στο φυσικό αέριο. Στην Αθήνα, η ΔΕΠΑ ξεκινά να δραστηριοποιείται στο χώρο της αεριοκίνησης με την έναρξη λειτουργίας του σταθμού ανεφοδιασμού οχημάτων με φυσικό αέριο στα Άνω Λιόσια Αττικής. Ο σταθμός, ο οποίος είναι ένας από τους μεγαλύτερους της Ευρώπης, ανεφοδιάζει λεωφορεία του ΟΑΣΑ και απορριμματοφόρα δήμων.

Το 2002, ξεκινά η χρηματοδότηση των επενδύσεων για την περίοδο 2002-2006 από εθνικούς και ευρωπαϊκούς πόρους, με την ένταξη μιας σειράς έργων στο επιχειρησιακό πρόγραμμα “Ανταγωνιστικότητα” στο πλαίσιο του Τρίτου Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης και στα προγράμματα TEN. Τα έργα που εντάχθηκαν, αφορούν σε τρεις μεγάλες κατηγορίες:

1. Πρόσβαση σε εναλλακτικές πηγές τροφοδοσίας (ελληνοτουρκικός αγωγός),
2. Αναβάθμιση της δυναμικότητας του Σταθμού ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα με στόχο να τριπλασιαστεί η χωρητικότητά του,
3. Διείσδυση σε μεγάλους βιομηχανικούς και εμπορικούς καταναλωτές και στον τομέα των μεταφορών (αεριοκίνηση).

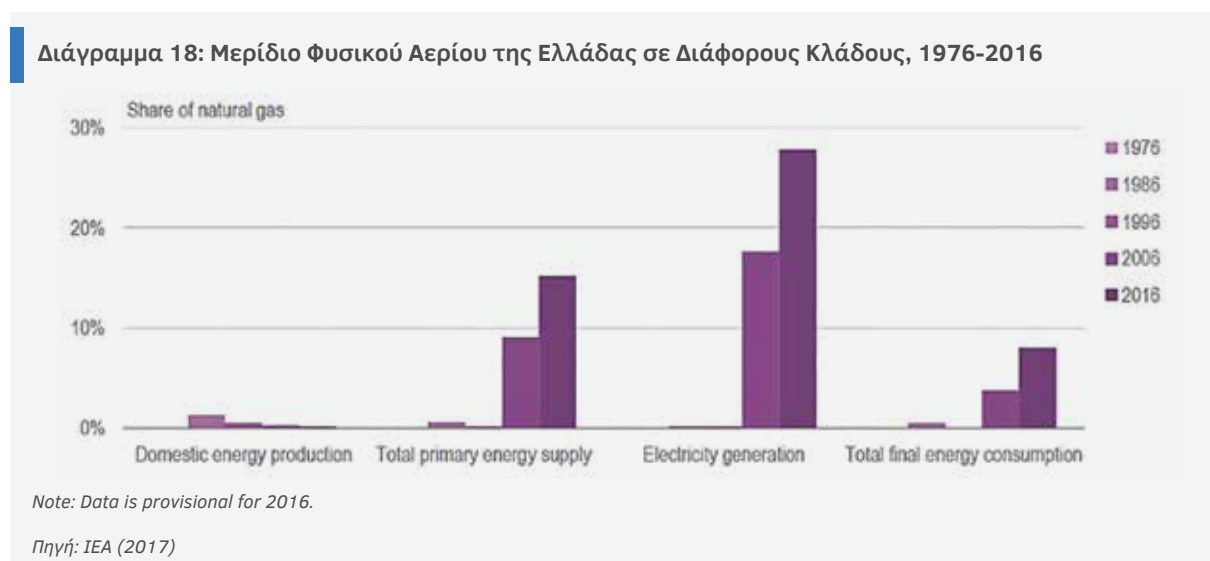
Όσον αφορά την πρώτη περίπτωση, υπογράφεται μνημόνιο συνεργασίας μεταξύ ΔΕΠΑ και BOTAS για τη διασύνδεση των δικτύων Ελλάδας-Τουρκίας. Την ίδια χρονιά, ξεκινούν οι μελέτες για την επέκταση του συστήματος μεταφοράς έως τα ελληνοτουρκικά σύνορα και την υλοποίηση της διασύνδεσής του με το δίκτυο της Τουρκίας. Τον Ιούλιο του 2002 υπογράφεται μνημόνιο συνεργασίας μεταξύ ΔΕΠΑ και EDISON GAS για τη μελέτη κατασκευής αγωγού που θα συνδέσει τα δίκτυα Ελλάδας-Ιταλίας. Τον Αύγουστο, η BOTAS συνυπογράφει το μνημόνιο συμμετέχοντας στις σχετικές διαδικασίες. Έτσι, ξεκινά ο σχεδιασμός του ελληνοϊταλικού αγωγού. Το 2003, επικυρώνονται το μνημόνιο συνεργασίας ΔΕΠΑ και BOTAS, αφού υπογράφεται επίσημη διακρατική συμφωνία μεταξύ Ελλάδας και Τουρκίας για τη διασύνδεση των συστημάτων φυσικού αερίου των δυο χωρών. Ο αρχικός σχεδιασμός προέβλεπε ο ελληνοτουρκικός αγωγός να αποτελέσει τον βασικό σύνδεσμο του ευρύτερου «Διακασπιακού συστήματος αγωγών φυσικού αερίου», μέσω του οποίου θα μεταφέρονται σημαντικές ποσότητες φυσικού αερίου από τα κοιτάσματα της Κασπίας και της Μέσης Ανατολής προς την Ευρωπαϊκή ήπειρο. Το 2004, το δίκτυο φυσικού αερίου αποκτά έναν ακόμα σημαντικό πελάτη, την MOTOR OIL, και υπογράφεται σύμβαση πώλησης φυσικού αερίου μεταξύ αυτής και της ΔΕΠΑ. Τελικά, την περίοδο 2005-2007 κατασκευάζεται ο ελληνοτουρκικός αγωγός, μήκους 280 χλμ., και η χώρα αποκτά μία τρίτη πύλη εισόδου.

4.2.2. Η Αγορά Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα

Η Ελληνική αγορά φυσικού αερίου αποτελεί μια σχετικά νέα αγορά, με σημαντικά περιθώρια ωρίμανσης σε σύγκριση με άλλες ευρωπαϊκές χώρες. Βασικός στόχος της Ελλάδας ως μοχλός ανάπτυξης του τομέα φυσικού αερίου είναι η περαιτέρω διείσδυση του συγκεκριμένου καυσίμου σε όλους τους βασικούς κλάδους κατανάλωσης, δηλαδή την ηλεκτροπαραγωγή, την αστική/εμπορική κατανάλωση και τη βιομηχανία.

4.2.2.1. Συνολική Εικόνα

Το φυσικό αέριο γίνεται όλο και πιο σημαντικό καύσιμο στην Ελλάδα, αυξάνοντας το μερίδιό του στο 28% στην ηλεκτροπαραγωγή και στο 15% στη συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας το 2016, υπερδιπλασιάζοντας το μερίδιό του στη συνολική τελική κατανάλωση την τελευταία δεκαετία (βλ. Διάγραμμα 18).



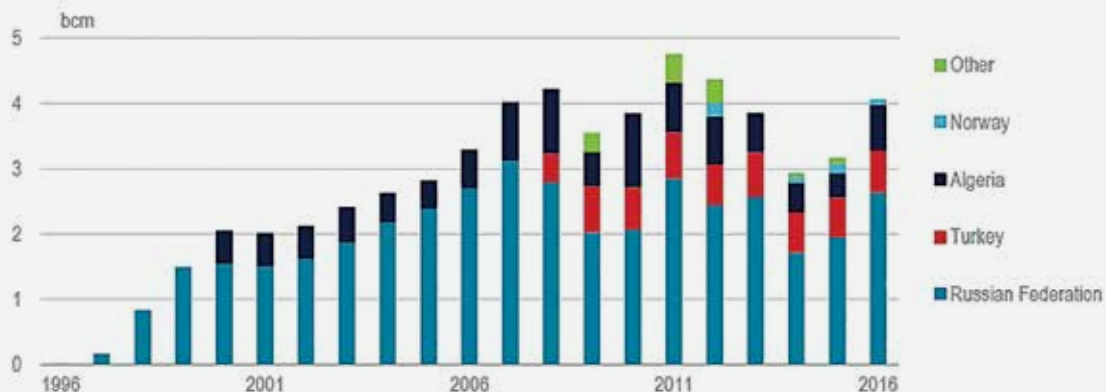
Η κατανάλωση φυσικού αερίου άρχισε να αυξάνεται στα τέλη της δεκαετίας του 1990, κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τις βιομηχανικές χρήσεις, ενώ αργότερα καταγράφηκε μεγαλύτερη κατανάλωση από τον οικιακό και εμπορικό τομέα. Ωστόσο, η κατανάλωση φυσικού αερίου έχει σημειώσει αρκετές διακυμάνσεις τα τελευταία χρόνια, καθώς η ζήτηση φυσικού αερίου μειώθηκε σε συνδυασμό με τη συνολική πτώση της ενεργειακής ζήτησης λόγω της οικονομικής κρίσης, αλλά έχει ανακάμψει σημαντικά τα τελευταία δύο χρόνια.

4.2.2.2. Προσφορά και Ζήτηση Φυσικού Αερίου

Η παραγωγή φυσικού αερίου στην Ελλάδα ήταν 0,009 δις. κυβικά μέτρα (bcm) το 2016, η οποία είναι αμελητέα σε σύγκριση με τη συνολική κατανάλωση των 4,1 bcm. Συνεπώς, η χώρα μας εξαρτάται πλήρως από τις εισαγωγές, με την Ρωσία να συνεισφέρει το 65% το 2016 (βλ. Διάγραμμα 19). Άλλοι μεγάλοι προμηθευτές φυσικού αερίου είναι η Αλγερία (προμηθεύει LNG) και η Τουρκία, οι οποίες κάλυψαν το 17% και το 16% των συνολικών εισαγωγών φυσικού αερίου της χώρας το 2016 αντίστοιχα.

Η χώρα μας σχεδιάζει να βελτιώσει την ασφάλεια του εφοδιασμού της μέσω της διαφοροποίησης των πηγών και των διαδρομών εφοδιασμού, ενισχύοντας τις εισαγωγές υδροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) και διευρύνοντας το ρόλο της ως κόμβου φυσικού αερίου για τις αγορές της Νοτιοανατολικής Ευρώπης.

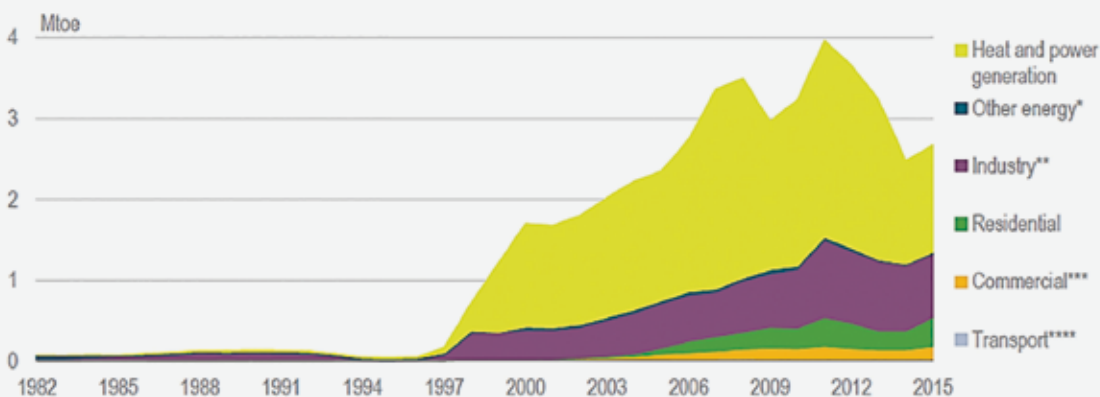
Διάγραμμα 19: Εισαγωγές Φυσικού Αερίου της Ελλάδας ανά Χώρα, 1995-2016



Note: Data is provisional for 2016.
Πηγή: IEA (2017)

Στην Ελλάδα, η κατανάλωση φυσικού αερίου αυξήθηκε ραγδαία από τα αμελητέα επίπεδα του 1997 στα υψηλά των 4,0 Mtoe το 2011 (βλ. Διάγραμμα 20). Αφού μειώθηκε περισσότερο από το 1/3 σε τρία χρόνια από το 2011 λόγω της οικονομικής κρίσης, η κατανάλωση φυσικού αερίου ανέκαμψε στα 3,5 Mtoe το 2016 από 2,7 Mtoe το 2015, ενώ το 2017, η κατανάλωση ανήλθε στα 4,1 Mtoe.

Διάγραμμα 20: Κατανάλωση Φυσικού Αερίου της Ελλάδας ανά Κλάδο, 1982-2015



* Other energy includes petroleum refineries and energy own use.

** Industry includes non-energy use.

*** Commercial includes commercial and public services, agriculture, fishing, and forestry.

**** Negligible.

Notes: Natural gas in TPES by consuming sector. Consumption data per sector are available until 2015. Total gas consumption increased to 3.5 Mtoe in 2016.

Πηγή: IEA (2017)

4.2.3. Η Δημόσια Επιχείρηση Αερίου (ΔΕΠΑ)

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, τον Σεπτέμβριο του 1988 ιδρύεται η ΔΕΠΑ ως θυγατρική της ΔΕΠ και κύριοι στόχοι αυτής είναι:

- η απόκτηση, αποθήκευση, μεταφορά, διανομή και εμπορία φυσικού αερίου, που θα προέρχεται από εγχώρια κοιτάσματα ή θα εισάγεται από το εξωτερικό,
- η κατεργασία βιομάζας ή άλλων υλών για την παραγωγή φυσικού αερίου,
- η ανάληψη επιχειρηματικών δραστηριοτήτων που σχετίζονται με την κατεργασία φυσικού αερίου για την παραγωγή νέων προϊόντων,

- η αξιοποίηση της γεωγραφικής θέσης και του ενεργειακού δυναμικού της χώρας για τη δημιουργία και την εκμετάλλευση αναπτυξιακών ευκαιριών στην Ελλάδα και στην ευρύτερη περιοχή,
- η αύξηση της διείσδυσης του φυσικού αερίου στην Ελληνική ενεργειακή αγορά,
- η διατήρηση και η διαρκής βελτίωση ανταγωνιστικού και επαρκώς διαφοροποιημένου χαρτοφυλακίου προμήθειας αερίου και
- η κατασκευή, λειτουργία και εκμετάλλευση αγωγών και δικτύων μεταφοράς και διανομής φυσικού αερίου, καθώς και των εγκαταστάσεων που είναι αναγκαίες για την επιδίωξη των σκοπών της.

4.2.4. Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου

Το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου μεταφέρει φυσικό αέριο από τα ελληνοβουλγαρικά και ελληνοτουρκικά σύνορα. Ο κεντρικός αγωγός μεταφοράς, συνολικού μήκους 512 χλμ. και πίεσης σχεδιασμού 70 bar, εκτείνεται από τα ελληνοβουλγαρικά σύνορα (Προμαχώνας) έως την Αττική. Από τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς ξεκινούν κλάδοι μεταφοράς φυσικού αερίου μήκους 947 χλμ., με σκοπό την τροφοδοσία με φυσικό αέριο.

Για την ομαλή λειτουργία του κεντρικού αγωγού και των κλάδων φυσικού αερίου, έχουν δημιουργηθεί:

- Κέντρα λειτουργίας και συντήρησης,
- Σταθμοί μέτρησης/ρύθμισης,
- Σταθμοί συμπίεσης,
- Κέντρα ελέγχου και κατανομής φορτίου,
- Σύστημα τηλεέλεγχου και τηλεπικοινωνιών

με σκοπό την λειτουργία και συντήρηση του συνόλου των εγκαταστάσεων, τον έλεγχο της ομαλής λειτουργίας και την αδιάλειπτη μεταφορά και παροχή φυσικού αερίου.

4.2.5. Σημεία Εισαγωγής και Εξαγωγής Φυσικού Αερίου

Από την Εφημερίδα της Κυβέρνησης Απριλίου 2010 ορίζονται τα σημεία εισόδου και εξόδου. Ως σημείο εισαγωγής φυσικού αερίου ορίζεται το σημείο από το οποίο φυσικό αέριο εισέρχεται στο ΕΣΦΑ από σύστημα φυσικού αερίου άλλης χώρας στα σύνορα της ελληνικής επικράτειας ή από ΑΣΦΑ. Στην περίπτωση Εγκατάστασης ΥΦΑ, που εντάσσεται στο ΕΣΦΑ, ως σημείο εισαγωγής νοείται το σημείο παράδοσης ΥΦΑ της εγκατάστασης. Ως σημείο εξαγωγής φυσικού αερίου ορίζεται το σημείο από το οποίο φυσικό αέριο εξέρχεται από το ΕΣΦΑ προς σύστημα φυσικού αερίου άλλης χώρας στα σύνορα της ελληνικής επικράτειας ή ΑΣΦΑ ή δίκτυο διανομής ή εγκατάσταση απόληψης φυσικού αερίου.

Το φυσικό αέριο εισάγεται στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου της Ελλάδας μέσω τριών σημείων εισόδου, τα οποία ονομαστικά είναι το Σιδηρόκαστρο στα σύνορα Ελλάδας-Βουλγαρίας, οι Κήποι Έβρου στα σύνορα Ελλάδας-Τουρκίας, και η Αγία Τριάδα απέναντι από τη νήσο Ρεβυθούσα.

Σε ό,τι αφορά την προμήθεια φυσικού αερίου, η ελληνική αγορά καλύπτεται από μακροχρόνιες συμβάσεις προμήθειας φυσικού αερίου με τη ρωσική Gazprom, την τουρκική BOTAS και την αλγερινή Sonatrach (βλ. Πίνακα 8).

Πίνακας 8: Συμβολαιοποιημένες Εισαγωγές Φυσικού Αερίου της Ελλάδας

Προμηθεύτρια Εταιρεία	Χώρα (αγωγός και ΥΦΑ)	Λήξη Συμβολαίου
Gazprom	Ρωσία	2026
Sonatrach (LNG)	Αλγερία	2021
BOTAS	Τουρκία	2021

Πηγή: ΔΕΠΑ

Το συμβόλαιο της ΔΕΠΑ με τη Gazprom εξασφαλίζει τον εφοδιασμό της ελληνικής αγοράς με φυσικό αέριο ως το 2026 μέσω του παλαιού Διαβαλκανικού Αγωγού (Trans Balkan Pipeline). Το συμβόλαιο με την τουρκική BOTAS αφορά την προμήθεια φυσικού αερίου ως το 2021. Οι ποσότητες παραδίδονται και εισέρχονται στο Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) στους Κήπους του Έβρου, μέσω του υπάρχοντος ελληνοτουρκικού αγωγού φυσικού αερίου Karacabey-Κομοτηνή, ο οποίος εγκαινιάστηκε τον Ιούλιο 2005 από τους πρωθυπουργούς Ελλάδας και Τουρκίας. Σημειωτέον ότι η Ελλάδα ήδη προμηθεύεται μικρές ποσότητες φυσικού αερίου (περίπου 700 εκατ. κ.μ. ετησίως) από την πρώτη φάση του κοιτάσματος Shah Deniz του Αζερμπαϊτζάν. Τέλος, το συμβόλαιο με τη Sonatrach εξασφαλίζει τη σταθερή προμήθεια υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) ως το 2021. Οι παραδόσεις του αλγερινού LNG πραγματοποιούνται στον ελληνικό τερματικό σταθμό LNG στη Ρεβυθούσα Αττικής.

Επιπλέον, η Ελλάδα εμπορεύεται ποσότητες LNG στην αγορά spot της Μεσογείου, όταν αυτές είναι διαθέσιμες σε ανταγωνιστικές τιμές και προκειμένου να διασφαλιστεί η επαρκής τροφοδοσία της ελληνικής αγοράς, σε περιόδους αυξημένης ζήτησης, όπως π.χ. συνέβη το χειμώνα του 2016-2017. Τέλος, η ΔΕΦΑ πρόσφατα υπέγραψε μία μακροχρόνια σύμβαση προμήθειας με την αζερική AGSC (θυγατρική της κρατικής SOCAR) για προμήθεια φυσικού αερίου από τη δεύτερη φάση του κοιτάσματος Shah Deniz II του Αζερμπαϊτζάν.

4.2.6. Ανάπτυξη του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου

Σύμφωνα με το Άρθρο 91 του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ, έχει ανακοινωθεί από το ΔΕΣΦΑ μελέτη ανάπτυξης του εθνικού συστήματος φυσικού αερίου για τα έτη 2018-2027. Στη μελέτη αυτή αναφέρονται οι:

- προβλέψεις του ΔΕΣΦΑ για την ετήσια ζήτηση φυσικού αερίου
- εκτιμήσεις του ΔΕΣΦΑ για δυνατότητες κάλυψης της απαιτούμενης ζήτησης
- εκτιμήσεις του ΔΕΣΦΑ για επέκταση του δικτύου του ΕΣΦΑ

Στη συγκεκριμένη μελέτη γίνονται αναφορές στα ιστορικά στοιχεία ζήτησης φυσικού αερίου, όπου παρατηρούμε μείωση της ζήτησης με μέγιστη ζήτηση το 2011 και από εκεί και μετά τη σταδιακή πτώση της. Δυο βασικοί λόγοι για την μείωση της ζήτησης φυσικού αερίου είναι:

- η παρατεταμένη οικονομική κρίση της χώρας μας και
- οι αλλαγές στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Επιπλέον, στη μελέτη αυτή μπορούμε να δούμε την πρόβλεψη ζήτησης για το 2018-2027, την εκτίμηση ζήτησης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή και την εκτίμηση συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για την επόμενη δεκαετία, λαμβάνοντας υπόψη πολλούς παράγοντες, όπως την εκτίμηση τιμών προμήθειας φυσικού αερίου, τις προβλέψεις διεθνών οργανισμών για την τιμή πετρελαίου τα επόμενα έτη, τα ιστορικά δεδομένα για την ημερήσια κατανάλωση, τα ιστορικά θερμοκρασιακά δεδομένα προηγούμενων ετών, κ.α. Η εκτίμηση της ζήτησης φυσικού αερίου στην Ελλάδα απεικονίζεται στο παρακάτω Πίνακα.

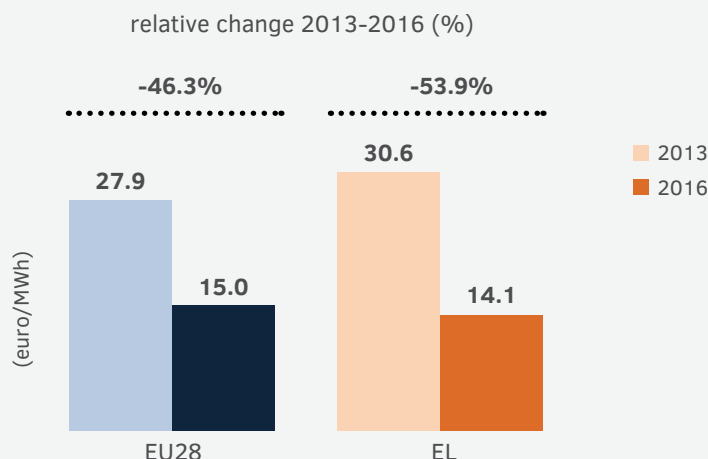
Πίνακας 9: Εκτίμηση Ζήτησης Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα

Εκτιμώμενη Ζήτηση Φ.Α. (mcm)	Ηλεκτροπαραγωγή	Λοιποί Καταναλωτές		Διαμετακόμιση Φ.Α.	Μικρής Κλίμακας Φ.Α.	Σύνολο
		Καταναλωτές Φ.Α. Συνδεδεμένοι στο Δίκτυο υ.π.	Δίκτυα Διανομής			
2018	2.814	569	891	10	-	4.284
2019	2.710	570	934	50	1	4.264
2020	2.795	572	990	100	2	4.459
2021	2.812	573	1.039	500	18	4.941
2022	2.743	573	1.085	550	29	4.980
2023	2.757	573	1.122	600	53	5.104
2024	2.750	574	1.163	620	82	5.189
2025	2.558	574	1.193	650	93	5.068
2026	2.749	574	1.225	650	122	5.321
2027	2.773	574	1.255	650	151	5.404

Πηγή: ΔΕΣΦΑ

Το Διάγραμμα 21 δείχνει την σημαντική μείωση (-53,9%) των χονδρικών τιμών φυσικού αερίου της Ελλάδας μεταξύ των χωρών μελών της ΕΕ-28, τοποθετώντας την κάτω απο τον ευρωπαϊκό μέσο όρο το 2016.

Διάγραμμα 21: Χονδρικές Τιμές Φυσικού Αερίου της Ελλάδας και της ΕΕ-28 (2013 και 2016)



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2017)

4.2.7. Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ)

Τα Ανεξάρτητα Συστήματα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) είναι συστήματα φυσικού αερίου πέραν του ΕΣΦΑ, ανεξαρτήτως διασύνδεσης με αυτό. Για τη δημιουργία ΑΣΦΑ χρειάζεται ειδική άδεια, η οποία πρέπει να πληροί τα παρακάτω κριτήρια:

- Εξυπηρέτηση του δημοσίου συμφέροντος,
- Εξυπηρέτηση περιοχών που δεν τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο,
- Ενίσχυση της ασφάλειας εφοδιασμού της χώρας μας,
- Προστασία του περιβάλλοντος,
- Χρηματοοικονομική δυνατότητα του αιτούντος του για ασφαλή, αξιόπιστη και οικονομικά αποτελεσματική λειτουργία του έργου,
- Παροχή πρόσβασης τρίτων στο ΑΣΦΑ με άμεσο και οικονομικό τρόπο.

Μέχρι σήμερα έχει αδειοδοτηθεί μόνο το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης, που είναι ένας πλωτός σταθμός αεριοποίησης υδροποιημένου φυσικού αερίου.

4.2.8. Η Εταιρεία Διανομής Αερίου Αττικής (ΕΔΑ Αττικής)

Η ΕΔΑ Αττικής λειτουργεί ως ο διαχειριστής του δικτύου διανομής στην περιοχή της Αττικής. Η κύρια δραστηριότητα της εταιρείας είναι η λειτουργία, η συντήρηση και η ανάπτυξη του δικτύου διανομής στην Αττική, καθώς και η μέριμνα για τη σύνδεση των κατοικιών του λεκανοπεδίου με τρόπο ασφαλή και αποδοτικό. Η λειτουργία της εταιρείας διέπεται από τις αρχές της διαφανούς και αμερόληπτης μεταχείρισης των παραγόντων της αγοράς και της ισότιμης πρόσβασης των χρηστών του δικτύου σε αυτό.

4.2.9. Το Δίκτυο Διανομής του Φυσικού Αερίου Αττικής

Το δίκτυο μεταφοράς και αποθήκευσης φυσικού αερίου είναι αρμοδιότητα του Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ), ο οποίος αποσχίστηκε από τον όμιλο της ΔΕΠΑ τον Σεπτέμβριο του 2009 στο πλαίσιο της απελευθέρωσης της αγοράς. Το δίκτυο διανομής της ΕΔΑ Αττικής τροφοδοτείται με φυσικό αέριο από το δίκτυο μεταφοράς του ΔΕΣΦΑ από πέντε σημεία εισόδου στην Αττική. Η διανομή του φυσικού αερίου στην περιοχή της Αττικής γίνεται μέσα από τα δίκτυα μέσης και χαμηλής πίεσης. Σήμερα, η ΕΔΑ Αττικής μέσω ενός σύγχρονου δικτύου αγωγών χαμηλής και μέσης πίεσης μήκους 3.350 χλμ. διανέμει το φυσικό αέριο καθημερινά με ασφάλεια σε χιλιάδες νοικοκυριά κι επιχειρήσεις σε πάνω από 65 Δήμους στην Αττική.

Το δίκτυο μέσης πίεσης αποτελείται από 320 χλμ. αγωγών μέσης πίεσης, σωλήνες χάλυβα με ονομαστική πίεση λειτουργίας 19 bar ή 10 bar, στους οποίους συνδέονται μεγάλοι βιομηχανικοί καταναλωτές, καθώς και οι σταθμοί διανομής οι οποίοι τροφοδοτούν τα δίκτυα χαμηλής πίεσης. Το δίκτυο χαμηλής πίεσης αριθμεί περίπου 3.090 χλμ. αγωγών χαμηλής πίεσης μέσω του οποίου εξυπηρετούνται οικιακές, εμπορικές και βιομηχανικές χρήσεις. Το δίκτυο αποτελείται από περίπου 2.600 χλμ. με ονομαστική πίεση λειτουργίας 4 bar και υλικό κατασκευής πολυαιθυλένιο, καθώς και από 500 χλμ. παλαιού δικτύου με ονομαστική πίεση λειτουργίας 23 mbar και υλικό κατασκευής πολυαιθυλένιο ή χυτοσίδηρο - που συναντάται κυρίως στην περιοχή του κέντρου της Αθήνας και σταδιακά αντικαθίσταται.

Τα έργα κατασκευής δικτύου φυσικού αερίου στην Αττική πραγματοποιούνται βάσει σύγχρονων και αυστηρών προδιαγραφών. Η λειτουργία του δικτύου παρακολουθείται 24 ώρες το εικοσιτετράωρο, 365 μέρες το χρόνο με ειδικό ηλεκτρονικό σύστημα (SCADA) στο σύγχρονο κέντρο ελέγχου της εταιρείας. Η ΕΔΑ Αττικής λειτουργεί με αξιοπιστία και ασφάλεια το δίκτυο διανομής φυσικού αερίου στην Αττική, διαθέτοντας προσωπικό υψηλής εξειδίκευσης και κατάρτισης με πολυετή εμπειρία στην εταιρεία. Επιπλέον, γίνονται προληπτικοί και συστηματικοί επιτόπιοι έλεγχοι καλής λειτουργίας από εξειδικευμένους τεχνικούς.

4.2.10. Η Εταιρεία Διανομής Αερίου Θεσσαλονίκης – Θεσσαλίας (ΕΔΑ ΘΕΣΣ)

Η ΕΔΑ ΘΕΣΣ ιδρύθηκε το 2017 έχοντας ως κύριο ρόλο την άσκηση των δραστηριοτήτων του διαχειριστή δικτύου διανομής φυσικού αερίου εντός των γεωγραφικών περιοχών του Νομού Θεσσαλονίκης και της Περιφέρειας Θεσσαλίας.

Στην ΕΔΑ ΘΕΣΣ συμμετέχει κατά 51% η ΔΕΠΑ και κατά 49% η ιταλική Eni που ασκεί το management της εταιρείας και είναι ένας ενεργειακός κολοσσός ανάμεσα στους 6 κορυφαίους του κόσμου.

Οι αρμοδιότητες και παράλληλα υποχρεώσεις της ΕΔΑ ΘΕΣΣ στο πλαίσιο του ρυθμιστικού πλαισίου είναι:

- Διείσδυση και προώθηση της χρήσης του φυσικού αερίου
- Ανάπτυξη, νέες συνδέσεις και επεκτάσεις του Δικτύου Διανομής φυσικού αερίου στην Περιφερειακή Ενότητα της Θεσσαλονίκης και στην Περιφέρεια Θεσσαλίας
- Διανομή ποσοτήτων φυσικού αερίου στους καταναλωτές
- Συντήρηση και λειτουργία του δικτύου διανομής αερίου
- Άμεση επέμβαση στο δίκτυο διανομής με την 24ωρη λειτουργία του τηλεφωνικού κέντρου άμεσης επέμβασης
- Έλεγχος Εσωτερικών Εγκαταστάσεων των καταναλωτών πριν την αεριοδότηση
- Μετρήσεις κατανάλωσης φυσικού αερίου

4.2.11. Το Δίκτυο Διανομής του Φυσικού Αερίου Θεσσαλονίκης – Θεσσαλίας

Το δίκτυο της ΕΔΑ ΘΕΣΣ εξυπηρετεί 12 Καλλικρατικούς Δήμους του Νομού Θεσσαλονίκης και 7 Καλλικρατικούς Δήμους της περιφέρειας Θεσσαλίας, οι οποίοι έχουν ήδη ενεργοποιημένο δίκτυο φυσικού αερίου. Μέσω ενός σύγχρονου δικτύου αγωγών που αναπτύσσεται διαρκώς, και έχοντας ως γνώμονα τις ανάγκες των πολιτών και το περιβάλλον, η ΕΔΑ Θεσσαλονίκης-Θεσσαλίας Α.Ε. διανέμει το φυσικό αέριο με ασφάλεια. Είναι υπεύθυνη για τη διανομή και διοχέτευση Φυσικού Αερίου μέσω αγωγών, έως 19 bar, με σκοπό την τροφοδότηση Πελατών, μέσω του Δικτύου Διανομής, καθώς και διαχείριση των δικτύων. Η επέκταση, λειτουργία και συντήρηση των δικτύων διανομής πραγματοποιείται στις περιοχές της Αδείας της.

4.2.12. Η Εταιρεία Διανομής Αερίου Λοιπής Ελλάδος (ΔΕΔΑ)

Η ΔΕΔΑ είναι 100% θυγατρική της ΔΕΠΑ και σε αυτήν εντάσσονται τα νέα δίκτυα διανομής αερίου, όποτε αυτά γίνουν σε νέες αστικές περιοχές, όπως η Χαλκίδα, η Λαμία, η Θήβα, η Λειβαδιά και άλλες περιοχές. Η νέα θυγατρική θα είναι πλήρως λειτουργικά και διοικητικά διαχωρισμένη από τη μητρική ΔΕΠΑ, η οποία δεν θα έχει λόγο ούτε στην επιλογή της διοίκησης της θυγατρικής. Η μητρική ΔΕΠΑ, η εταιρία που θα μείνει μετά την απόσχιση του κλάδου διανομής, θα ασχολείται με την προμήθεια, την εμπορία αερίου και τις διεθνείς συμβάσεις.

4.2.12.1. Το Δίκτυο Διανομής του Φυσικού Αερίου ΔΕΔΑ

Η Εταιρεία Διανομής Αερίου Λοιπής Ελλάδος είναι ο κύριος υπεύθυνος για τη διαχείριση των δικτύων διανομής φυσικού αερίου των εξής περιοχών:

- Δίκτυο Στερεάς Ελλάδος
- Δίκτυο Κορίνθου
- Δίκτυο Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης
- Δίκτυο Κεντρικής Μακεδονίας

4.2.12.2. Μελλοντική Επέκταση του Δικτύου Διανομής στην Υπόλοιπη Ελλάδα

Το Διοικητικό Συμβούλιο της ΕΔΑ Λοιπής Ελλάδος, με απόφασή του την 1η Απριλίου 2017, είχε εγκρίνει την ένταξη στο πενταετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2017-2021 της κατασκευής και λειτουργίας των δικτύων διανομής αερίου στους δήμους Κορίνθου, Αργους, Τριπόλεως, Καλαμάτας και Σπάρτης.

Το σχέδιο ανάπτυξης της ΕΔΑ Λοιπής Ελλάδος προβλέπει τον υπερδιπλασιασμό του δικτύου, με την κατασκευή άνω των 1.000 χλμ. μέσης και χαμηλής πίεσης που θα διευρύνει το πελατολόγιο. Αναλυτικά, το αναπτυξιακό σχέδιο της εταιρίας προβλέπει για την Κεντρική Ελλάδα επενδύσεις €99 εκατ., ώστε να κατασκευαστούν 320 χλμ. δικτύου μέσης πίεσης, 7,25 χλμ. δικτύου χαμηλής πίεσης και 4 μετρητικοί σταθμοί στη Χαλκίδα, το Καρπενήσι, την Άμφισσα, τη Λαμία, τη Λιβαδιά και τη Θήβα. Σκοπός είναι να διασυνδεθούν 38.000 οικιακοί και 5.000 εμπορικοί καταναλωτές.

Στην Κεντρική Μακεδονία, προγραμματίζει επενδύσεις €78 εκατ. για την κατασκευή δικτύων 327 χλμ. μέσης πίεσης, 9 χλμ. χαμηλής και 7 μετρητικούς σταθμούς σε Αλεξάνδρεια, Βέροια, Κιλκίς, Γιαννιτσά, Κατερίνη και Σέρρες. Με αυτά τα έργα το αέριο θα φτάσει σε 25.000 οικιακούς και 4.000 εμπορικούς πελάτες.

Οι μεγαλύτερες επενδύσεις €141 εκατ. θα γίνουν στην Ανατολική Μακεδονία και Θράκη με την κατασκευή 485 χλμ. δικτύου μέσης πίεσης, 9 χλμ. χαμηλής πίεσης και 9 μετρητικών σταθμών στην Αλεξανδρούπολη, την Κομοτηνή, την Ξάνθη, τη Δράμα, την Ορεστιάδα και την Καβάλα. Έτσι, θα εξυπηρετηθούν 45.000 οικιακοί και 2.000 εμπορικοί καταναλωτές.

Το επενδυτικό πρόγραμμα της εταιρίας θα υλοποιηθεί σε δύο φάσεις. Η πρώτη (2018-2023) αναμένεται να δώσει 1.600 άμεσες νέες θέσεις εργασίας και στη διάρκεια των έργων 700 έμμεσες.

4.2.13. Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο (ΥΦΑ)

Από το Νοέμβριο του 1999, λειτουργεί στη νήσο Ρεβυθούσα τερματικός σταθμός ΥΦΑ, 500 μ. περίπου από την ακτή της Αγίας Τριάδας, στον κόλπο Πάχης Μεγάρων, 45 χλμ. δυτικά της Αθήνας, ο οποίος αποτελεί μία από τις πηγές τροφοδοσίας του εθνικού συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου. Τον Οκτώβριο του 2007, πραγματοποιήθηκε η πρώτη φάση αναβάθμισης του σταθμού ΥΦΑ της Ρεβυθούσας από τον ΔΕΣΦΑ, αυξάνοντας την παραλαβή φορτίων και αποθήκευσης, καθώς και τη δυνατότητα αεριοποίησης.

Τον Νοέμβριο του 2018, ολοκληρώθηκε η 2η φάση αναβάθμισης και η κατασκευή της τρίτης δεξαμενής αποθήκευσης, αυξάνοντας την ποσότητα αεριοποίησης. Στο πλαίσιο της αναβάθμισης, επεκτάθηκαν οι λιμενικές εγκαταστάσεις, ώστε να μπορούν να ελλιμενισθούν πλοία χωρητικότητας έως 260.000 κυβικών μέτρων, δηλαδή τα μεγαλύτερα σκάφη μεταφοράς ΥΦΑ που υπάρχουν αυτή τη στιγμή. Ωστόσο, το έργο που ξεχωρίζει είναι η προσθήκη μίας τρίτης δεξαμενής στις εγκαταστάσεις, χωρητικότητας 95.000 κυβικών μέτρων, αυξάνοντας τη συνολική χωρητικότητα του σταθμού στα 225.000 κυβικά μέτρα. Με την προσθήκη αυτή, η εγγυημένη χωρητικότητα του τερματικού σταθμού ΥΦΑ της Ρεβυθούσας θα αυξηθεί στα 7 δισ. κυβικά μέτρα. Με δεδομένο πως τα 2 δισ. κυβικά μέτρα είναι αρκετά για να καλύψουν την ελληνική αγορά, τα εναπομείναντα 5 δισ. κυβικά μέτρα προορίζονται για εξαγωγή στις όμορες χώρες.

Είναι σημαντικό να αναφέρουμε ότι από τον Απρίλιο του 2009 ο σταθμός ΥΦΑ της Ρεβυθούσας είναι ενεργειακά ανεξάρτητος καθώς λειτουργεί μονάδα Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ), η οποία λειτουργεί με καύσιμο φυσικό αέριο.

4.2.14. Έργα Υποδομών Φυσικού Αερίου

4.2.14.1. Κατασκευή Πλωτού Τερματικού Σταθμού Αεριοποίησης ΥΦΑ

Ένα από τα πλέον ενδιαφέροντα έργα υποδομών στην Ελλάδα στον κλάδο του φυσικού αερίου αναμένεται να είναι η κατασκευή και εγκατάσταση του πλωτού σταθμού αποθήκευσης-επανααεριοποίησης, γνωστό ως FSRU, ανοικτά της Αλεξανδρούπολης. Το εν λόγω έργο προωθείται από την εταιρεία Gastrade (<http://www.gastrade.gr/>) του ομίλου Κοπελούζου και με την ολοκλήρωσή του το 2020 θα προσθέσει μία ακόμη πύλη εισόδου φυσικού αερίου στην Ελλάδα, ενισχύοντας σημαντικά τον διαμετακομιστικό ρόλο της στην ΝΑ Ευρώπη.

Το συγκεκριμένο έργο θα αποτελείται από μία υπεράκτια πλωτή μονάδα παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ, η οποία θα είναι μόνιμα

αγκυροβολημένη σε σταθερό σημείο και σε απόσταση 17,6 χλμ. νοτιοδυτικά από το λιμάνι της Αλεξανδρούπολης και 10 χλμ. από την απέναντι ακτή της Μάκρης. Η αποθηκευτική του ικανότητα θα αγγίζει τα 170.000 κυβικά μέτρα ΥΦΑ, ενώ η δυναμικότητα παροχής θα ανέρχεται στα 700.000 κυβικά μέτρα φυσικού αερίου ανά ώρα ή 6,1 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως. Μέσω ενός υποθαλάσσιου και χερσαίου αγωγού, το καύσιμο θα προωθείται στο εθνικό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου και από εκεί προς τους τελικούς καταναλωτές, για να αποτελέσει ένα ακόμη σημείο εισαγωγής φυσικού αερίου στη χώρα μας και στη Νοτιοανατολική Ευρώπη.

Στόχος της Gastrade είναι η τελική επενδυτική απόφαση (FID) για τον πλωτό σταθμό να ληφθεί έως το τέλος του 2018, ενώ παράλληλα με τη δρομολόγηση του market test, βρίσκεται σε προχωρημένες συζητήσεις με έναν αρκετά μεγάλο αριθμό σημαντικών διεθνών επιχειρήσεων του κλάδου, στο πλαίσιο των διερευνητικών επαφών για μία πιθανή πέμπτη συμμετοχή στη μετοχική της σύνθεση. Το έργο αυτό θα λειτουργεί συμπληρωματικά με τον διασυνδεδετήριο αγωγό φυσικού αερίου Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB), ο οποίος θα ξεκινήσει να κατασκευάζεται εντός του 2018, σύμφωνα με πρόσφατες δηλώσεις της Τεμενουζκα Πέτκοβα, υπουργού Ενέργειας της Βουλγαρίας. Το σημείο εισόδου του αγωγού θα βρίσκεται στην Κομοτηνή και εξόδου στη Stara Zagora στη Βουλγαρία. Τέλος, ομαλά θα συνεχιστεί και το έργο κατασκευής του TAP, ώστε οι πρώτες παραδόσεις φυσικού αερίου να ξεκινήσουν το 2020.

4.2.14.2. Διαδρατικός Αγωγός (TAP)

Ο Διαδρατικός Αγωγός (Trans Adriatic Pipeline - TAP) είναι ένα έργο κατασκευής αγωγού φυσικού αερίου, ο οποίος θα μεταφέρει φυσικό αέριο από την περιοχή της Κασπίας στην Ευρώπη. Ο TAP θα διασυνδεθεί με τον αγωγό φυσικού αερίου Ανατολίας (Trans Anatolian Pipeline - TANAP) στα ελληνοτουρκικά σύνορα και θα διέρχεται από τη Βόρεια Ελλάδα, την Αλβανία και την Αδριατική Θάλασσα προτού καταλήξει στις ακτές της Νότιας Ιταλίας όπου θα συνδεθεί στο ιταλικό δίκτυο φυσικού αερίου.

Το έργο βρίσκεται επί του παρόντος στη φάση κατασκευής του αγωγού, η οποία ξεκίνησε το 2016. Όταν ολοκληρωθεί η κατασκευή του, ο TAP θα παρέχει την πιο άμεση, λογική και οικονομικά αποδοτική οδό μεταφοράς φυσικού αερίου που θα ανοίξει τον ζωτικής σημασίας Νότιο Διάδρομο Φυσικού Αερίου, θα έχει μήκος 4.000 χλμ. και θα εκτείνεται από την Κασπία Θάλασσα μέχρι την Ευρώπη.

Η διαδρομή του TAP θα έχει μήκος 878 χλμ. Το μεγαλύτερο υψόμετρο από το οποίο θα περάσει ο TAP θα είναι τα 1.800 μέτρα στα αλβανικά όρη, ενώ το βαθύτερο σημείο που θα υποδεχθεί το υποθαλάσσιο τμήμα θα είναι τα 820 μέτρα στην Αδριατική Θάλασσα.

Η αρχική μεταφορική ικανότητα του TAP, η οποία ανέρχεται σε 10 δισ. κυβικά μέτρα φυσικού αερίου τον χρόνο, επαρκεί για την κάλυψη της ενέργειας που καταναλώνουν περίπου επτά εκατομμύρια νοικοκυριά στην Ευρώπη, σύμφωνα με στοιχεία που δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του έργου. Στο μέλλον, η μεταφορική ικανότητα του αγωγού θα μπορεί να φτάσει περισσότερα από 20 δισ. κυβικά μέτρα με την προσθήκη δύο ακόμη σταθμών συμπίεσης, επιτρέποντας έτσι τη μεταφορά επιπρόσθετων ποσοτήτων ενέργειας από την ευρύτερη περιοχή της Κασπίας.

Ο αγωγός θα διαθέτει ακόμη δυνατότητα αντίστροφης ροής, θα μπορεί, δηλαδή, να διοχετεύει

φυσικό αέριο από την Ιταλία προς τη Νοτιοανατολική Ευρώπη σε περίπτωση διακοπής της ροής ή σε περίπτωση που απαιτείται μεγαλύτερη μεταφορική ικανότητα για τον εφοδιασμό της περιοχής με πρόσθετες ποσότητες φυσικού αερίου.

Οι εταιρείες ενέργειας SOCAR, Snam, BP, Fluxys, Enagás και Αχρο, που αποτελούν τη μετοχική βάση του TAP, κατέχουν ηγετικές θέσεις στον κλάδο και διαθέτουν τεράστια εμπειρία στην υλοποίηση σύνθετων διεθνών έργων. Η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Ανασυγκρότησης και Ανάπτυξης (EBRD) ανακοίνωσε τον Ιούλιο του 2018 ότι ενέκρινε δάνειο ύψους έως €500 εκατ. για τον TAP.

Χάρτης 1: Ο Αγωγός TAP



Πηγή: TAP AG

4.2.14.3. Διασυνδετήριος Αγωγός Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB)

Χρειάστηκαν περισσότερα από 10 χρόνια από όταν η βουλγαρική πλευρά συναίνεσε και δεσμεύτηκε για Χρειάστηκαν περισσότερα από 10 χρόνια από όταν η βουλγαρική πλευρά συναίνεσε και δεσμεύτηκε για την κατασκευή του μικρού αυτού, αλλά με υψηλή στρατηγική σημασία, διασυνδετήριου αγωγού. Το έργο του ελληνοβουλγαρικού διασυνδετήριου αγωγού αποτελείται από έναν αγωγό μήκους περίπου 182 χλμ. (εκ των οποίων 31 χλμ. βρίσκονται εντός της ελληνικής επικράτειας), καθώς και τις αναγκαίες υποστηρικτικές εγκαταστάσεις (μετρητικοί σταθμοί, βανοστάσια, κέντρο λειτουργίας). Με σημείο εκκίνησης την Κομοτηνή, ο αγωγός θα καταλήγει στη Stara Zagora αντίστοιχα, συνδέοντας τα δίκτυα φυσικού αερίου Ελλάδας και Βουλγαρίας, ενώ θα υπάρχει η δυνατότητα αντίστροφης ροής (reverse flow).

Επίσης, προβλέπεται η μεταφορά ποσοτήτων φυσικού αερίου της τάξης των 3 δισ. κυβικών μέτρων ετησίως, με δυνατότητα αύξησής τους στα

5 δισ. κυβικά μέτρα με την κατασκευή σταθμού συμπίεσης.

Τη μελέτη, την κατασκευή και τη λειτουργία του έργου έχει αναλάβει η εταιρεία ICGB AD, που έχει την έδρα της στη Βουλγαρία και ιδρύθηκε στις 5 Ιανουαρίου 2011. Οι μέτοχοι της ICGB AD είναι η Βουλγαρική κρατική εταιρεία Bulgarian Energy Holding (50%) και η ελληνική εταιρεία IGI Poseidon (50%), στην οποία συμμετέχουν ισομερώς η ΔΕΠΑ και η ιταλική Edison.

Αξίζει να σημειωθεί ότι τόσο η Ελλάδα όσο και η Βουλγαρία υποστηρίζουν ενεργά το συγκεκριμένο έργο χαρακτηρίζοντάς το ως έργο εθνικής σημασίας, και δημοσίου συμφέροντος. Επιπλέον, η Ευρωπαϊκή Ένωση ενέταξε το έργο στα Έργα Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest - PCIs) της ισχύουσας λίστας βάσει του Ευρωπαϊκού Κανονισμού 347/2013. Επίσης, ο ελληνοβουλγαρικός διασυνδετήριος αγωγός φυσικού αερίου περιλαμβάνεται στον κατάλογο των έργων προτεραιότητας της πρωτοβουλίας για την Ενεργειακή Διασύνδεση των χωρών της Κεντρικής

και Νοτιοανατολικής Ευρώπης (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity - CESEC).

Έχει ήδη εγκριθεί η συγχρηματοδότησή του με €45 εκατ. από την ΕΕ στα πλαίσια του προγράμματος του Ευρωπαϊκού Σχεδίου Οικονομικής Ανάκαμψης στον τομέα της ενέργειας (EEPR), ενώ παράλληλα, στο πλαίσιο της ενίσχυσης της ανταγωνιστικότητας του έργου, εξετάζονται συμπληρωματικές μορφές

χρηματοδότησης μέσω των διαρθρωτικών ταμείων. Η Τελική Επενδυτική Απόφαση (Final Investment Decision) ελήφθη στις 10 Δεκεμβρίου 2015 και με βάση το τρέχον χρονοδιάγραμμα, η κατασκευή του έργου προγραμματίζεται να ξεκινήσει πριν το τέλος του 2018, ενώ η έναρξη λειτουργίας του προσδιορίζεται για το 2020.

Χάρτης 2: Διαδρομή IGB



Πηγή: ICGB AD

4.2.14.4. Διασυνδετήριος Αγωγός Τουρκίας-Ελλάδας-Ιταλίας (ITGI) – Poseidon

Στις 24 Φεβρουαρίου 2016, υπεγράφη Μνημόνιο Συναντίληψης για την κατασκευή ενός αγωγού φυσικού αερίου μεταξύ Ελλάδας και Ιταλίας, που θα επιτρέπει την υιοθέτηση μιας νότιας οδού για την παροχή ρωσικού φυσικού αερίου στην Ευρώπη. Το μνημόνιο υπεγράφη από τον Διευθύνοντα Σύμβουλο της Gazprom Alexey Miller, τον Διευθύνοντα Σύμβουλο της Ιταλικής Edison Marc Benayoun και τον Διευθύνοντα Σύμβουλο της ΔΕΠΑ Θεόδωρο Κιτσάκο. Σύμφωνα με δήλωση της Gazprom, τα μέρη προτίθενται να χρησιμοποιήσουν τα έργα που έχουν ήδη εκτελέσει η Edison και η ΔΕΠΑ σε σχέση με το έργο ITGI Poseidon. Το συγκεκριμένο έργο διακόπηκε εδώ και χρόνια, όταν έγινε φανερό ότι ο TAP έπρεπε να γίνει μέρος του Νότιου Διαδρόμου.

Παραμένει, επίσης, ασαφές αν ο ITGI Poseidon είναι άμεσος ανταγωνιστής του TAP για τη μεταφορά αζέρικου φυσικού αερίου ή αν πρόκειται να αποτελέσει πρόσθετη διαδρομή για το ρωσικό αέριο. «Η ανάπτυξη των ενδοευρωπαϊκών χωρητικότητας μεταφοράς φυσικού αερίου αποτελεί σημαντικό στοιχείο για την εξασφάλιση αξιόπιστων προμηθειών, συμπεριλαμβανομένου του ρωσικού φυσικού αερίου, στους καταναλωτές όλης της Ευρώπης», ανέφερε ο Miller. Η ανάπτυξη αυτού του νέου διαδρόμου παροχής φυσικού αερίου θα επιδιωχθεί σε πλήρη συμμόρφωση με τις νομοθετικές και κανονιστικές διατάξεις της ΕΕ.

Έχει πραγματοποιηθεί μέχρι στιγμής μια σειρά ενεργειών που αφορούν τον αγωγό IGI Poseidon στη νέα του μορφή. Προς υλοποίηση της Συμφωνίας Συνεργασίας που υπογράφηκε από την ΔΕΠΑ, την Edison και την Gazprom στις 2 Ιουνίου 2017, η κοινοπραξία ξεκίνησε την ταχεία υλοποίηση όλων των απαραίτητων τεχνικών, περιβαλλοντικών, χρηματοοικονομικών και ρυθμιστικών προβλέψεων της αναθεωρημένης διάταξης του αγωγού, οι οποίες απαιτούνται για να φέρουν το έργο στο επίπεδο δυνατότητας λήψης της Τελικής Επενδυτικής Απόφασης (FID) εντός της επόμενης διετίας.

Παράλληλα, σημειώνεται ότι τον Αύγουστο του 2017, η εταιρεία IGI Poseidon ανέθεσε σε εταιρείες εγνωσμένου κύρους τις συμβάσεις για την υλοποίηση των δραστηριοτήτων σχετιζόμενες με τις Μελέτες Εφαρμογής (FEED) και Περιβαλλοντικής Αδειοδότησης (για το ήδη μελετημένο και αδειοδοτημένο υποθαλάσσιο τμήμα ανατέθηκε η σχετική επικαιροποίηση).

Από ιταλικής πλευράς, το Νοέμβριο του 2017 και σε συνέχεια δημόσιας διαβούλευσης, το Υπουργείο Οικονομικής Ανάπτυξης της Ιταλικής Δημοκρατίας συμπεριέλαβε το έργο στο «Εθνικό Ενεργειακό Στρατηγικό Σχέδιο» (National Energy Strategic Plan) της Ιταλίας. Κατά το περασμένο έτος, η κοινοπραξία συνέχισε τις απαραίτητες δραστηριότητες για το Ιταλικό χερσαίο τμήμα του έργου που σχετίζονται με την απόκτηση Δικαιωμάτων Χρήσης (RoWs) και απόκτησης γης στο Δήμο του Ότραντο (Περιφέρεια Απουλίας).

Στις 19 Σεπτεμβρίου 2017, το υπουργικό συμβούλιο της Τουρκίας επικύρωσε επίσημα μία διακυβερνητική συμφωνία με την Ελλάδα, η οποία επιτρέπει την ανάπτυξη του έργου. Η εγκριθείσα συμφωνία, η οποία έχει δημοσιευθεί στην επίσημη κυβερνητική εφημερίδα της χώρας, φέρνει στο προσκήνιο μια ξεχασμένη διαδρομή αγωγού φυσικού αερίου,

εκτός από τον Turkish Stream, για τους σκοπούς της μεταφοράς ρωσικού φυσικού αερίου στην ΕΕ μέσω του Νότιου Διαδρόμου. Επίσης, δείχνει την προθυμία της Τουρκίας να ενισχύσει περαιτέρω την ενεργειακή συνεργασία με τη Ρωσία σε συνέχεια της προόδου στην κατασκευή του υποθαλάσσιου τμήματος του Turkish Stream.

Χάρτης 3: Διαδρομή ITGI-Poseidon



4.2.14.5. Διασυνδετήριος Αγωγός Ελλάδας-ΠΓΔΜ (IGF)

Ο διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας-ΠΓΔΜ είναι ένας σχεδιαζόμενος αγωγός φυσικού αερίου, ο οποίος στοχεύει στη διασύνδεση των συστημάτων μεταφοράς φυσικού αερίου της Ελλάδας και της ΠΓΔΜ. Σύμφωνα με το δεκαετές αναπτυξιακό πλάνο του ΔΕΣΦΑ¹⁸, το έργο θα ενισχύσει τη διαφοροποίηση των πηγών εφοδιασμού με φυσικό αέριο της ΠΓΔΜ, καθώς η χώρα εξαρτάται αποκλειστικά από τον Διαβαλκανικό Αγωγό (Trans Balkan Pipeline). Ο ΔΕΣΦΑ και η κρατική εταιρεία για την εκμετάλλευση των ενεργειακών πόρων της ΠΓΔΜ, ο MER, υπέγραψαν Μνημόνιο Συναντίληψης για την υλοποίηση του έργου τον Οκτώβριο του 2016. Αξίζει να σημειωθεί ότι στα τέλη του 2018, η εταιρεία Windows International, με έδρα το Λουξεμβούργο, έλαβε άδεια Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) από την ΡΑΕ για την κατασκευή του αγωγού Νέα Μεσημβρία - Γευγελή.

Χάρτης 4: Αγωγός Ελλάδας-ΠΓΔΜ (IGF)



¹⁸ http://www.desfa.gr/wp-content/uploads/2017/07/f_%CE%9C%CE%95%CE%9B%CE%95%CE%A4%CE%97-%CE%91%CE%9D%CE%91%CE%A0%CE%A4%CE%A5%CE%9E%CE%97%CE%A3-%CE%95%CE%A3%CE%A6%CE%91-2018-2027_ENG.pdf

4.2.14.6. Αγωγός Ιονίου-Αδριατικής (IAP)

Ο αγωγός φυσικού αερίου Ιονίου-Αδριατικής (IAP), ο οποίος βρίσκεται σήμερα στο στάδιο του σχεδιασμού, αναμένεται να συνδέσει τα συστήματα μεταφοράς φυσικού αερίου της Κροατίας, του Μαυροβουνίου, της Βοσνίας-Ερζεγοβίνης και της Αλβανίας με τον TAP, ώστε να αποτελέσουν αναπόσπαστο τμήμα του Νότιου Διαδρόμου και θα ανοίξει διαδρομή παροχής προς την ΕΕ για αζέρικο φυσικό αέριο από την Κασπία. Ο αγωγός εκτιμάται ότι θα έχει μήκος 511 χλμ. και μεταφορική ικανότητα 5 δις. κυβικών μέτρων ετησίως, η οποία θα μπορούσε να αυξηθεί αν εφοδιαστεί με σύστημα αντίστροφης ροής.



Οι άδειες κατασκευής για το Κροατικό τμήμα του αγωγού αναμένεται να αποκτηθούν το 2019, όπως ανακοίνωσε τον Σεπτέμβριο του 2017 πηγή του διαχειριστή συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου Plinacro της Κροατίας. Νωρίτερα, η εταιρεία ανακοίνωσε ότι έχει λάβει άδεια κατασκευής για την πρώτη φάση του τμήματος Split-Ploce του IAP στην Κροατία. Όσον αφορά τη δεύτερη και την τρίτη φάση, η πηγή παρατήρησε ότι η διαδικασία κατασκευής του τμήματος Split-Ploce του IAP είναι σε φάση αδειοδότησης. Μνημόνιο Συνεργασίας υπεγράφη τον Αύγουστο του 2016 από τις χώρες που εμπλέκονται στο έργο, επιβεβαιώνοντας την κοινή πρωτοβουλία για την ανάπτυξη του συγκεκριμένου αγωγού, ενώ ορίστηκε λειτουργικό όργανο για την ανάπτυξή του το 2017. Το εν λόγω λειτουργικό όργανο απαρτίζεται από τους αντιπροσώπους των αρμόδιων υπουργείων της Κροατίας, του Μαυροβουνίου, της Αλβανίας και της Βοσνίας-Ερζεγοβίνης, καθώς και από εκπροσώπους εταιρειών που είναι φορείς εκμετάλλευσης των συστημάτων μεταφοράς στις εν λόγω χώρες (Plinacro, Montenegro Bonus, Albpetrol και BH-Gas) και ο εκπρόσωπος της κρατικής πετρελαϊκής εταιρείας SOCAR του Αζερμπαϊτζάν.

4.2.14.7. Αγωγός Turkish Stream

Ο αγωγός Turkish Stream είναι ένας υπό κατασκευή αγωγός φυσικού αερίου, ο οποίος θα συνδέσει τη Ρωσία με την Τουρκία κατά μήκος της Μαύρης Θάλασσας. Η απόφαση για το συγκεκριμένο έργο ανακοινώθηκε για πρώτη φορά από τον Ρώσο πρόεδρο Βλαντιμίρ Πούτιν την 1η Δεκεμβρίου 2014 κατά την επίσημη επίσκεψή του στην Τουρκία. Το αρχικό σημείο εισόδου θα βρίσκεται κοντά στο χωριό Kiyikoy στον ευρωπαϊκό τομέα της Τουρκίας και ένας κόμβος παράδοσης για τους Τούρκους καταναλωτές θα βρίσκεται κοντά στην πόλη Luleburgaz (βλ. Χάρτη 6).



Ο αγωγός θα τερματίζει στα ελληνοτουρκικά σύνορα στην περιοχή Ipsila και αναμένεται να τροφοδοτεί ετησίως 31,5 δισ. κυβικά μέτρα φυσικού αερίου. Η Gazprom πρότεινε η ΕΕ (δηλ. οι ευρωπαϊκές εταιρείες-πελάτες της Gazprom) να κατασκευάσει τη δική της σύνδεση από το μέχρι σήμερα μη κατασκευασμένο κόμβο φυσικού αερίου στα ελληνοτουρκικά σύνορα για να διοχετευτούν περίπου 50 δισ. κυβικά μέτρα μέσω της νέας διαδρομής σε διάφορους ευρωπαϊκούς προορισμούς. Θα χρειαστεί να κατασκευαστεί ένας νέος αγωγός, ο οποίος θα διασχίζει τη Βόρεια Ελλάδα και από εκεί μέσω της Αδριατικής Θάλασσας θα φτάνει στην Ιταλία. Η κατασκευή του αγωγού αυτού δημιουργούσε αρχικά ανησυχίες, κυρίως επειδή οι ρωσοτουρκικές σχέσεις επιδεινώθηκαν μετά την κατάρριψη ρωσικού πολεμικού αεροσκάφους στα σύνορα με τη Συρία στις 24 Νοεμβρίου 2015. Ωστόσο, μετά την απολογία του Τούρκου προέδρου Erdogan για την πράξη αυτή τον Ιούνιο του 2016, η Gazprom ήταν έτοιμη να επαναλάβει τις συνομιλίες με την Άγκυρα για την κατασκευή του αγωγού.

Τελικά, οι δύο χώρες υπέγραψαν στις 10 Οκτωβρίου 2016 στην Κωνσταντινούπολη την υλοποίηση του συγκεκριμένου έργου φυσικού αερίου. Ειδικότερα, ο Τούρκος υπουργός ενέργειας Berat Albayrak και ο Ρώσος ομόλογός του Alexander Novak συμφώνησαν τους όρους στο περιθώριο του Παγκόσμιου Συνεδρίου Ενέργειας που διεξήχθη στην Κωνσταντινούπολη από τις 9-13 Οκτωβρίου 2016. Μετά την τελετή υπογραφής, ο πρόεδρος της Τουρκίας Erdogan δήλωσε ότι η συμφωνία αυτή θα συμβάλλει στην ομαλοποίηση των διμερών σχέσεων.

Σύμφωνα με τις τελευταίες πληροφορίες, η Gazprom ολοκλήρωσε την κατασκευή του πρώτου υποθαλάσσιου σκέλους του αγωγού, που αποτελείται από δύο παράλληλους αγωγούς, ο οποίος καταλήγει στα τουρκικά παράλια της Μαύρης Θάλασσας, ενώ η κατασκευή του δεύτερου σκέλους, που θα ξεκινάει από την Τουρκία και θα καταλήγει στην ελληνοτουρκική μεθόριο, αναμένεται να ξεκινήσει στις αρχές του 2019.

Δεν έχει διευκρινιστεί ακόμη από την Gazprom η διαδρομή που θα ακολουθήσει το Ευρωπαϊκό σκέλος του Turkish Stream ως προς την τροφοδοσία της ΝΑ Ευρώπης και της Βαλκανικής, αφού ως γνωστό από 1/1/2020 η εν λόγω εταιρεία θα σταματήσει την προμήθεια της ευρύτερης περιοχής (δηλ. Ρουμανίας, Βουλγαρίας, Ελλάδας, ΠΓΔΜ και Τουρκίας) μέσω του Trans Balkan Pipeline, ο οποίος ξεκινά την διαδρομή του από την Ουκρανία. Με βάση τις πλέον πρόσφατες πληροφορίες, προερχόμενες από Τουρκικές πηγές, η τροφοδοσία της ευρύτερης περιοχής θα δρομολογηθεί μέσω αντίστροφης ροής του Trans Balkan Pipeline, γεγονός που αναβαθμίζει ουσιαστικά τον ρόλο της Τουρκίας και της Βουλγαρίας, αφού μέσω αυτών θα προμηθεύονται φυσικό αέριο τα άλλα κράτη, συμπεριλαμβανομένης και της Ελλάδας. Το ενδεχόμενο να κατασκευαστεί ξεχωριστός αγωγός, που θα διασχίζει την Βόρεια Ελλάδα και θα φθάνει στα παράλια της Ηπείρου για να ενωθεί με τον IGI Poseidon και μέσω αυτού στην Ιταλία, παραμένει ως

μία επιλογή βάσει παλαιότερου σχεδιασμού που είχε γίνει για τον ITGI. Το εάν θα προχωρήσει η κατασκευή του εν λόγω αγωγού θα εξαρτηθεί από μια σειρά παραγόντων και κυρίως από την επίτευξη συμφωνίας μεταξύ Gazprom και Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την αδειοδότηση του έργου.

Ωστόσο, σαφές προβάδισμα φαίνεται ότι διαθέτει πλέον η Βουλγαρία έναντι της Ελλάδας στο σχέδιο για την μεταφορά του ρωσικού αερίου, που θα προέλθει από τον αγωγό Turkish Stream, προς τις αγορές της Κεντρικής και Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Αυτό προκύπτει από τις πρόσφατες κινήσεις της Σόφιας που αφορούν την κατασκευή αγωγών που θα διασχίζουν την χώρα με κατεύθυνση προς βορρά, την αναβάθμιση του συστήματος υπόγειων δεξαμενών στο Ciren, καθώς και την δημιουργία ενός κόμβου διανομής αερίου στην Βάρνα. Πιο συγκεκριμένα, βρίσκονται σε εξέλιξη δυο διαγωνισμοί για την κατασκευή ισάριθμων αγωγών. Ο πρώτος αφορά την κατασκευή του βουλγαρικού τμήματος του Turkish Stream, ενός αγωγού συνολικού μήκους 484 χλμ. και δύο νέων σταθμών συμπίεσης σε Provadia και Rasovo, ενώ ο δεύτερος αφορά την κατασκευή ενός αγωγού συνολικού μήκους 100 χλμ., ο οποίος θα συνδέσει την Βουλγαρία με την Σερβία. Αξίζει να αναφερθεί ότι τον Αύγουστο του 2018, η κυβέρνηση Μπορίσοφ, παρουσία του ιδίου, εγκαινίασε έναν αγωγό 20 χλμ., που αποτελεί νέο τμήμα του αγωγού που συνδέει την Βουλγαρία με την Τουρκία.

4.2.14.8. Ο Κάθετος Διάδρομος

Το ελληνικό εθνικό δίκτυο θα μπορούσε να αποτελέσει σημείο εκκίνησης ενός συστήματος φυσικού αερίου, το οποίο θα μεταφέρει σημαντικές ποσότητες σε έναν κάθετο άξονα (νότια προς βορρά) και σε συνεχή ροή προς τη Βουλγαρία και τη Ρουμανία και από εκεί σε ορισμένες χώρες, όπως η Ουγγαρία, η Σερβία, η Μολδαβία και άλλες. Η παραπάνω ιδέα, η οποία είναι γνωστή ως «Κάθετος Διάδρομος» και είναι συμπληρωματική του Νότιου Διαδρόμου, έχει υιοθετηθεί από τις κυβερνήσεις της Ελλάδας, της Βουλγαρίας και της Ρουμανίας και θα συμβάλλει σημαντικά στη διασύνδεση φυσικού αερίου στη ΝΑ και Κεντρική Ευρώπη. Ο Κάθετος Διάδρομος αναδύεται ως ένα έργο που καλύπτει το κενό των απαιτούμενων διασυνδέσεων των απομονωμένων αγορών της ΝΑ Ευρώπης και προσφέρει την επιλογή της αντίστροφης ροής για τις υπάρχουσες διαδρομές.

Η έννοια του Κάθετου Διαδρόμου δεν πρόκειται να αποτελέσει έργο αγωγού όσον αφορά τα άλλα έργα του Νότιου Διαδρόμου, αλλά ένα σύστημα φυσικού αερίου που θα συνδέει τα υπάρχοντα εθνικά δίκτυα φυσικού αερίου και άλλες υποδομές, προκειμένου να διασφαλιστεί η ενεργειακή ασφάλεια. Ένα τέτοιο σύστημα φυσικού αερίου θα είναι ένας σημαντικός διάδρομος από το Νότο στο Βορρά, ο οποίος θα είναι πλήρως συντονισμένος με την Ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική. Αρχικά, ο Κάθετος Διάδρομος θα διοχετεύει περίπου 3 με 5 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως, ενώ αργότερα θα μπορούσε να μεταφέρει περίπου 8 δισ. κυβικά μέτρα.

Χάρτης 7: Ο Κάθετος Διάδρομος



Αξίζει να αναφερθεί ότι το IENE πρώτο ολοκλήρωσε το 2015 σχετική μελέτη με τίτλο «The Vertical Corridor from the Aegean to the Baltic» («Ο Κάθετος Διάδρομος Από το Αιγαίο ως την Βαλτική»), η οποία αναφερόταν εκτενώς στην ιδέα δημιουργίας ενός «Κάθετου Διαδρόμου» για τη μεταφορά φυσικού αερίου στην ΝΑ Ευρώπη. Υπενθυμίζεται ότι η εν λόγω ιδέα είχε διακηρυχθεί για πρώτη φορά με την Κοινή Δήλωση των Υπουργών Ενέργειας της Ελλάδας, της Βουλγαρίας και της Ρουμανίας τον Δεκέμβριο του 2014. Η συγκεκριμένη μελέτη του IENE (M26)¹⁹ αποτέλεσε την πρώτη προσπάθεια αποκωδικοποίησης του πολιτικού μηνύματος της εν λόγω Κοινής Υπουργικής Δήλωσης και ανάδειξης των βασικών χαρακτηριστικών σχεδιασμού και λειτουργίας του προτεινόμενου «Κάθετου Διαδρόμου».

Επίσης, καταδεικνύει σαφέστατα ότι ο «Κάθετος Διάδρομος» δεν απαιτεί παρά ελάχιστες επενδύσεις και μηχανολογικό εξοπλισμό (π.χ. σωληνώσεις, σταθμοί συμπίεσης, διακλαδώσεις, σταθμοί μέτρησης κλπ), καθώς, στο μεγαλύτερό του μέρος, αφορά αγωγούς που ήδη εξυπηρετούν τα τοπικά δίκτυα φυσικού αερίου. Αυτό που κατά βάσιν, συνεπώς, απαιτείται είναι η προσεκτική και ακριβής διατύπωση των σχετικών όρων σε μία σειρά από διακυβερνητικές συμφωνίες ανάμεσα στις χώρες που θα διασυνδέει το πρότζεκτ. Συγκεκριμένα, η μελέτη υπογραμμίζει την ανάγκη κατάρτισης και υπογραφής ενός αναθεωρημένου «Μνημονίου Κατανόησης» στο οποίο θα περιλαμβάνονται όλες οι κρίσιμες τεχνικές και λειτουργικές παράμετροι – και τις οποίες διεξοδικά η μελέτη πραγματεύεται. Η σύνταξη και σύναψη ενός τέτοιου Μνημονίου αποτελεί την βασική προϋπόθεση που θα ανοίξει το δρόμο για την υλοποίηση του πρότζεκτ.

Η μελέτη εκθέτει, επίσης, τις προαπαιτούμενες δράσεις, σε επίπεδο ΕΕ και ΝΑ Ευρώπης, αναφορικά με τις προτεραιότητες όσον αφορά τη ζήτηση και τις πολιτικές φυσικού αερίου. Οι δράσεις αυτές αφορούν τις πλέον πρόσφατες εξελίξεις όσον αφορά την κατασκευή υποδομών φυσικού αερίου στην περιοχή μετά την ακύρωση του Nabucco. Κεντρική

παραδοχή του πρότζεκτ του «Κάθετου Διαδρόμου», σε συμμόρφωση με τις πρόσφατες επιταγές της ΕΕ, είναι η ανάπτυξη διασυνδέσεων ανάμεσα στα συστήματα φυσικού αερίου όλων των εμπλεκόμενων χωρών (δηλ. Ελλάδα, Τουρκία, Βουλγαρία, ΠΓΔΜ, Σερβία, Ρουμανία και Ουγγαρία). Κατά συνέπεια, ο «Κάθετος Διάδρομος» αναδεικνύεται ως ένα σύστημα διασυνδετήριων αγωγών που καλύπτει την ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης.

Παράλληλα, στη μελέτη διατυπώνεται μία αναλυτική και ολοκληρωμένη πρόταση για το πλαίσιο λειτουργίας του «Κάθετου Διαδρόμου», το οποίο τίθεται υπόψιν των διαφόρων λειτουργιών των συστημάτων μεταφοράς της περιοχής της ΝΑ Ευρώπης, αλλά και των «παικτών» της αγοράς που εμπλέκονται στη διακίνηση ποσοτήτων φυσικού αερίου από τον Νότο προς τον Βορρά, αλλά και σε άλλες πιθανές κατευθύνσεις.

Όμως, ο αγωγός BRUA, ο οποίος κατασκευάζεται από την ρουμανική Transgaz και ενώνει τα δίκτυα φυσικού αερίου της Βουλγαρίας, της Ρουμανίας, της Ουγγαρίας και της Αυστρίας, έχει ουσιαστικά αντικαταστήσει τον Κάθετο Διάδρομο. Το συνολικό εκτιμώμενο κόστος για την κατασκευή του ανέρχεται σε €479 εκατ., μέρος του οποίου η ρουμανική πλευρά εξασφάλισε εντός του 2016 από κοινοτικούς πόρους (€179 εκατ.) και από την Ευρωπαϊκή Τράπεζα Ανασυγκρότησης και Ανάπτυξης ή EBRD (€60 εκατ.), ενώ το συγκεκριμένο έργο, μετά την ολοκλήρωσή του, που τοποθετείται στο τέλος του 2019, αναμένεται να ενισχύσει τη διασύνδεση των χωρών της Κεντρικής και Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Το μήκος του αγωγού θα είναι 570 χλμ. και η δυναμικότητά του αναμένεται να φτάσει τα 4,4 δισ. κυβικά μέτρα το χρόνο. Σημειώνεται ότι οι τέσσερις εμπλεκόμενες χώρες υπέγραψαν Μνημόνιο Κατανόησης και Συνεργασίας στις 28 Σεπτεμβρίου 2017, ενώ στις 6 Φεβρουαρίου 2018 υπεγράφη συμφωνία μεταξύ Ρουμανίας και Ουγγαρίας για την εξασφάλιση τεχνικών προδιαγραφών, προκειμένου να πραγματοποιείται η μεταφορά φυσικού αερίου από την Ρουμανία προς την Ουγγαρία ως το 2020.

¹⁹ IENE (2015), «The “Vertical Corridor” from the Aegean to the Baltic», <http://www.iene.eu/articlefiles/the%20vertical%20corridor%20-%20from%20the%20Aegean%20to%20the%20Baltic.pdf>

4.2.14.9. Ο Αγωγός East Med

Η ενεργειακή κρίση του 2009 στην Ευρώπη ανέδειξε τη σημασία της ενεργειακής ασφάλειας, η οποία αποτυπώθηκε στην ενεργειακή πολιτική της ΕΕ και συνοψίζεται στη διαφοροποίηση των πηγών και των οδύσεων, δίνοντας ταυτόχρονα ιδιαίτερη σημασία στα επιμέρους στοιχεία της ενεργειακής ασφάλειας, διασφάλιση και αξιοπιστία. Στο πλαίσιο αυτής της πολιτικής, ο αγωγός East Med εντάχθηκε στα Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος της Ένωσης (Projects of Common Interest) στο πλαίσιο ανάπτυξης του Νότιου Διαδρόμου (Southern Gas Corridor), όπως αυτός προβλέφθηκε στον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 347/2013.

Ο αγωγός East Med σχεδιάζεται να μεταφέρει φυσικό αέριο από τα κοιτάσματα της Ανατολικής Μεσογείου μέσω Κύπρου και Ελλάδας στην Ιταλία και κατ' επέκταση στις αγορές της Ευρώπης. Ο αγωγός θα μεταφέρει μέχρι και 15 δισ. κυβικά μέτρα φυσικού αερίου από τα παράκτια αποθέματα στη λεκάνη της Λεβαντίνης (Κύπρος και Ισραήλ) και τα δυνητικά αποθέματα της Ελλάδας στο ελληνικό σύστημα φυσικού αερίου και στο ιταλικό σύστημα φυσικού αερίου μέσω του αγωγού IGI Poseidon, σύμφωνα με την ΔΕΠΑ. Ο ανάδοχος αυτού του έργου είναι η IGI-Poseidon AE, ελληνική εταιρεία που ανήκει εξίσου στην ελληνική ΔΕΠΑ και την ιταλική Edison. Η εταιρεία είναι υπεύθυνη για την ανάπτυξη άλλων έργων στο πλαίσιο της περιοχής του Νότιου Διαδρόμου.

Στις αρχές Δεκεμβρίου του 2017, υπεγράφη Μνημόνιο Συναντίληψης για τη συνεργασία, Κύπρου, Ελλάδας και Ιταλίας, αναφορικά με τον αγωγό East Med. Μάλιστα, οι τρεις προαναφερθείσες χώρες, μαζί με το Ισραήλ, έθεσαν ως στόχο την υπογραφή των όρων της Διακρατικής Συμφωνίας εντός του 2019.



Το έργο του αγωγού East Med περιλαμβάνει τα ακόλουθα τμήματα:

- περίπου 150 χλμ. υπεράκτιου αγωγού από τη Λεκάνη της Λεβαντίνης προς την Κύπρο,
- περίπου 650 χλμ. υπεράκτιου αγωγού από την Κύπρο στην Κρήτη,
- περίπου 400 χλμ. υπεράκτιου αγωγού από την Κρήτη στην Πελοπόννησο,
- περίπου 500 χλμ. χερσαίο αγωγό στην ελληνική επικράτεια μέχρι τη σύνδεση με τον αγωγό IGI Poseidon στην περιοχή της Θεσπρωτίας.

Εκ πρώτης όψεως, το μεγαλύτερο εμπόδιο στην κατασκευή του αγωγού East Med είναι η εξασφάλιση επαρκών ποσοτήτων φυσικού αερίου για εξαγωγές, κάτι που δεν υφίσταται σήμερα, καθώς και η επίτευξη ανταγωνιστικών τιμών, που παρεμποδίζουν την πραγματοποίησή του. Μία άλλη σημαντική παράμετρος που επηρεάζει αρνητικά την υλοποίηση του έργου είναι οι τεχνικές προκλήσεις, που ενδέχεται να αντιμετωπίσει. Στην περίπτωση της Κρήτης, για παράδειγμα, υπάρχει μια έκταση περίπου 10 χλμ. όπου το βάθος είναι αρκετά μεγάλο, πράγμα που θα μπορούσε να προκαλέσει κατασκευαστικά προβλήματα. Ωστόσο, οι εμπλεκόμενες εταιρείες είναι αισιόδοξες ότι η τεχνολογία θα προχωρήσει αρκετά, ώστε να μπορέσει να κατασκευαστεί ο αγωγός. Η ΔΕΠΑ περιγράφει το έργο ως εφικτό από τεχνική και οικονομική άποψη, σύμφωνα με μελέτες που έχει πραγματοποιήσει. Για να ενισχύσει την άποψή της, η ΔΕΠΑ σημειώνει την επιτυχία του αγωγού Medgaz, ο οποίος μεταφέρει φυσικό αέριο μεταξύ Αλγερίας και Ισπανίας.

Τον Ιούλιο του 2018, πραγματοποιήθηκαν συναντήσεις αποφασιστικής σημασίας για την προώθηση της κατασκευής του συγκεκριμένου αγωγού φυσικού αερίου σε τεχνικό επίπεδο μεταξύ Ελλάδας, Κύπρου, Ιταλίας και Ισραήλ στο ΥΠΕΝ. Κατά τη διάρκεια των συναντήσεων, εξετάστηκε σχέδιο διακυβερνητικής συμφωνίας των τεσσάρων χωρών προκειμένου να προχωρήσει η υλοποίηση αυτού του έργου που θα ενώνει το Ισραήλ και την Κύπρο με την Ελλάδα και την υπόλοιπη Ευρώπη.

Θα πρέπει, ωστόσο, να επισημανθεί, κρίνοντας από την πληθώρα δημοσιευμάτων και αναφορών, κυρίως σε Ελληνικά και Κυπριακά Μέσα, ότι «καλλιεργούνται» δυσανάλογες προσδοκίες τόσο για την συμβολή του εν λόγω έργου στην ενεργειακή τροφοδοσία της Ευρώπης όσο και τις προοπτικές κατασκευής του σε σύντομο χρονικό διάστημα.

Με δεδομένη την σημερινή και μελλοντική ζήτηση φυσικού αερίου της Ευρώπης, η δυνητική συμμετοχή του East Med στην κάλυψη των αναγκών τροφοδοσίας δεν πρόκειται να υπερβεί το 3% στην καλύτερη περίπτωση. Παράλληλα, οι προοπτικές κατασκευής του αγωγού, βάσει των σημερινών τιμών φυσικού αερίου στην Ανατολική Μεσόγειο και στην Ιταλία, που θα είναι η πρώτη χώρα προμήθειας, δεν είναι ιδιαίτερα θετικές.

Ακόμη και σε επιχειρηματικό επίπεδο οι κινήσεις της IGI Poseidon, που ουσιαστικά είναι ο promoter του έργου, δεν έχουν αποσαφηνισθεί σε ό,τι αφορά την δημιουργία μίας ευρύτερης κοινοπραξίας, η οποία θα αναλάβει την υλοποίησή του και την υλοποίηση συμβάσεων προμήθειας-πώλησης. Υπό αυτή την έννοια, απέχουμε πολύ ακόμη από τον προσδιορισμό ενός χρονοδιαγράμματος για την υλοποίηση του έργου, με το 2025 να θεωρείται ως η πλησιέστερη ημερομηνία για την έναρξη κατασκευής και με την προϋπόθεση ότι θα εξακολουθήσει η πολιτική κάλυψη του έργου και η εκδήλωση ενδιαφέροντος εταιρειών να συμμετάσχουν στην κοινοπραξία κατασκευής και λειτουργίας του αγωγού.

4.2.15. Τελευταίες Εξελίξεις στην Αγορά Φυσικού Αερίου της Ελλάδας

Η εποχή που ο καταναλωτής θα έχει τη δυνατότητα να επιλέγει την εταιρεία από την οποία θα προμηθευτεί φυσικό αέριο έχει ήδη έρθει. Το πλήρες άνοιγμα της αγοράς φυσικού αερίου (από 1/1/2018) και η εναρμόνιση της ελληνικής νομοθεσίας με τις κοινοτικές οδηγίες, αν και καθυστέρησε, είναι πλέον πραγματικότητα. Η Δημόσια Επιχείρηση Αερίου (ΔΕΠΑ) και οι αντίστοιχες Εταιρείες Παροχής Αερίου (ΕΠΑ) έχουν σταματήσει να μονοπωλούν την συγκεκριμένη αγορά, αφού επιτρέπεται πλέον η είσοδος στους ιδιώτες να πωλούν φυσικό αέριο ως εναλλακτικοί πάροχοι.

Σκοπός του ανοίγματος της αγοράς φυσικού αερίου είναι η ύπαρξη ανταγωνισμού (με την είσοδο νέων παικτών), με στόχο τη μείωση των τιμών και την αύξηση, όσο αυτό είναι εφικτό, της κοινωνικής ευημερίας.

Επίσης, σημαντικός είναι ο ρόλος του ρυθμιστή, που στην συγκεκριμένη περίπτωση είναι η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), η οποία έχει υπό την ευθύνη της την ομαλή λειτουργία της αγοράς, την επίβλεψη για τη σωστή εφαρμογή του ρυθμιστικού πλαισίου και την επιβολή κυρώσεων σε περίπτωση αθέμιτου ανταγωνισμού και πρακτικών που αποβαίνουν σε βάρος των καταναλωτών.

Αντίστοιχες ενέργειες βλέπουμε να γίνονται και στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα μας, αφού υπάρχουν ήδη εναλλακτικοί πάροχοι, δηλαδή ιδιωτικές εταιρείες προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, στους οποίους μπορεί να απευθυνθεί ο καθένας για να προμηθευτεί ηλεκτρικό ρεύμα πέραν της ΔΕΗ. Σύμφωνα με το πιο πρόσφατο δελτίο του ΛΑΓΗΕ, το μερίδιο της ΔΕΗ στην αγορά λιανικής διαμορφώθηκε τον Αύγουστο 2018 στο 81,0%,

που παραμένει εξαιρετικά υψηλό σε σχέση με τους στόχους.

Στο μέλλον, ο καταναλωτής θα έχει τη δυνατότητα να επιλέξει το κατάλληλο πακέτο προμήθειας με βάση τις ανάγκες του. Το πακέτο αυτό θα περιλαμβάνει εναλλακτικά ενεργειακά προϊόντα, όπως ηλεκτρική ενέργεια και φυσικό αέριο ή συνδυασμό ενέργειας και τηλεπικοινωνιών. Αυτό συμβαίνει ήδη στην Ευρώπη και τα προσεχή χρόνια φαίνεται ότι θα είναι καθοριστικά για ανάλογες επιλογές και στην Ελλάδα. Όλες οι βασικές ανάγκες για ένα νοικοκυριό (ηλεκτρική ενέργεια, φυσικό αέριο, τηλεπικοινωνίες, ύδρευση) θα είναι εφικτές να παρέχονται από μία εταιρεία προμήθειας βασισμένες στις ανάγκες του καταναλωτή κάτω από ένα ενιαίο λογαριασμό, με ενιαίο και ανταγωνιστικό κόστος. Σε αυτή τη στρόφη της αγοράς, καθοριστικό ρόλο έχει παίξει η σημαντική πρόοδος της τεχνολογίας, αφού οι εταιρείες μεταφοράς και διανομής ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, με κατάλληλα συστήματα τηλεμέτρησης, θα είναι σε θέση να γνωρίζουν σε πραγματικό χρόνο τη ζήτηση κάθε ενεργειακού προϊόντος και να προμηθεύουν την αγορά ανάλογα.

Επίσης, αναμένεται οι περισσότεροι εναλλακτικοί πάροχοι ηλεκτρισμού να δραστηριοποιηθούν και στην αγορά φυσικού αερίου. Ανάλογη κίνηση πρέπει να αναμένεται σύντομα και από τη ΔΕΗ σε μία προσπάθεια να εισέλθει σε νέες ενεργειακές αγορές προκειμένου να καλύψει τις απώλειες εσόδων από τη μείωση των πελατών της στον ηλεκτρισμό.

Μερίδιο από την αγορά ενδέχεται να διεκδικήσουν και επιχειρήσεις, όπως τα ΕΛΤΑ, η ΕΥΔΑΠ, ο ΟΤΕ, οι οποίες αναζητούν να εκμεταλλευτούν ένα συγκριτικό πλεονέκτημα που έχουν σε σχέση με τις ιδιωτικές επιχειρήσεις. Όπως και στο εξωτερικό, πρόκειται για εταιρείες που βρίσκονται ήδη «μέσα στα σπίτια» των καταναλωτών και το κόστος για την προσέλευση των πελατών είναι πιο φθηνό, καθώς έχουν ήδη μια σταθερή σχέση με την πελατειακή τους βάση. Αυτό είναι αρκετό για να τις εισάγει πιο εύκολα στον ανταγωνισμό.

Σύμφωνα με τη ΔΕΠΑ, οι κύριοι πυλώνες για μία μελλοντική αποτελεσματική αγορά φυσικού αερίου είναι (α) η ενίσχυση ανταγωνισμού, (β) η ασφάλεια εφοδιασμού, (γ) η επέκταση της εγχώριας αγοράς και (δ) η ανάπτυξη νέων υποδομών στην ΝΑ Ευρώπη που επηρεάζουν και την αγορά φυσικού αερίου της Ελλάδας (πχ. αγωγοί TAP, IGB, East Med, πλωτός τερματικός σταθμός ΥΦΑ στην Αλεξανδρούπολη).

Επίσης, κρίνεται απαραίτητη η διαμόρφωση του ρυθμιστικού πλαισίου για το συμπιεσμένο φυσικό αέριο (CNG), ώστε να επιτυγχάνεται η τροφοδοσία περιοχών (όχι μεμονωμένων καταναλωτών), ενώ υπάρχουν δύο προτάσεις για την διαμόρφωσή του, σύμφωνα με την ΕΔΑ ΘΕΣΣ:

1. Ένταξη των δραστηριοτήτων συμπίεσης και μεταφοράς CNG για τροφοδότηση απομακρυσμένων περιοχών στις δραστηριότητες της Προμήθειας

α. Επέρχεται διάκριση μεταξύ των σημείων παράδοσης στο ίδιο δίκτυο διανομής με εκτιμώμενη διαφορά τελικών τιμών ~20 λεπτά/κυβικό μέτρο. Κατά συνέπεια, δεν διασφαλίζεται διείσδυση σε νέες περιοχές.

β. Δεν υπάρχει προστασία του καταναλωτή, γιατί οι τελικοί πελάτες είναι αναγκασμένοι να προμηθεύονται αέριο από συγκεκριμένους προμηθευτές σε συνθήκες μονοπωλίου ή ολιγοπωλίου (κλειστή αγορά χωρίς συνθήκες ανταγωνισμού).

γ. Δεν υπάρχει ασφάλεια εφοδιασμού και δεν υφίσταται πρόβλεψη για τα θέματα ασφάλειας.

2. Ένταξη του κόστους συμπίεσης και μεταφοράς CNG για τροφοδότηση απομακρυσμένων περιοχών στο απαιτούμενο έσοδο της διανομής (virtual pipeline), όπου επιτυγχάνεται:

α. Διείσδυση και αύξηση όγκου διανομής

β. Ασφάλεια εφοδιασμού και διαχείριση έκτακτων αναγκών

γ. Χαμηλές τιμές διανομής

δ. Ασφάλεια εγκαταστάσεων

ε. Ισότιμη αντιμετώπιση χρηστών και τελικών πελατών

στ. Πλήρης απελευθέρωση της λιανικής αγοράς φυσικού αερίου

ζ. Πλήρης ελευθερία των τελικών πελατών να επιλέξουν τον προμηθευτή τους

Εφόσον η τελευταία πρόταση της ΕΔΑ ΘΕΣΣ υλοποιηθεί, οι εγκεκριμένες τιμές διανομής θα διαμορφώνονταν στα σημερινά επίπεδα.

Επιπλέον, ιδιαίτερη σημασία έχει η ολοκλήρωση της συμφωνίας ΔΕΠΑ-Shell στα μέσα Ιουνίου 2018 για την εξαγορά του μεριδίου της ολλανδικής εταιρείας ύψους 49% στις ΕΠΑ και ΕΔΑ Αττικής. Πιο συγκεκριμένα, η ΔΕΠΑ απέκτησε έναντι €150 εκατ. το ποσοστό της Shell στη προμήθεια και διανομή φυσικού αερίου του Λεκανοπεδίου Αττικής, με τους Ολλανδούς να παρέχουν νομικά δεσμευτικές εγγυήσεις μακροπρόθεσμης διάρκειας. Στην πράξη αυτό σημαίνει ότι ακόμη και αν έχει παρέλθει διάστημα πολύ περισσότερο από τη πενταετία από την αποχώρηση των Ολλανδών, και εντούτοις εντοπισθεί να τους βαρύνει ευθύνη για πάσης φύσεως εκκρεμότητα (για παράδειγμα φορολογική ή ατύχημα από κάποια κακοτεχνία), η ΔΕΠΑ θα μπορεί να στραφεί εναντίον της μητρικής Shell.

Ταυτόχρονα, η Shell δεσμεύεται να μην μπορεί μελλοντικά, όχι μόνο μέσω κάποιας εταιρείας ειδικού σκοπού (SPV) αλλά ούτε η ίδια, να δραστηριοποιηθεί στην ελληνική αγορά με δικό της δίκτυο, πρατήρια φυσικού αερίου, κ.ό.κ. Δηλαδή, δεσμεύεται ότι αποκλείεται κάθε πιθανή επανάκαμψή της στην ελληνική αγορά, με αντικείμενο, παρεμφερές με το σημερινό, ακόμη κι αν δεν εμφανίζεται ότι θα το διευθύνει η ολλανδική εταιρεία, αλλά κάποια

συνδεδεμένη με αυτήν οντότητα. Διότι, ως γνωστόν, οι Ολλανδοί δεν συμμετέχουν στην ΕΠΑ Αττικής απευθείας ή μέσω κάποιας θυγατρικής τους, παρά μέσω ενός SPV. Αξίζει να αναφερθεί ότι η ΔΕΠΑ παραχώρησε το μερίδιό της (51%) στην ΕΠΑ Θεσσαλονίκης-Θεσσαλίας (ZeniΘ) στην ιταλική ENI έναντι τιμήματος €57 εκατ., με τη ΔΕΠΑ να διατηρεί προς το παρόν το 51% που κατέχει στη ΕΔΑ Θεσσαλονίκης-Θεσσαλίας και αφορά τη διαχείριση των δικτύων.

Μία ακόμη σημαντική εξέλιξη είναι η αποκρατικοποίηση της ΔΕΠΑ στο πλαίσιο των μνημονιακών υποχρεώσεων της χώρας. Η εταιρεία διαχωρίστηκε το Σεπτέμβριο σε δύο ανεξάρτητες εταιρείες, με τη μία να καλύπτει τις δραστηριότητες εμπορίας (ΔΕΠΑ Εμπορίας) και την άλλη να αφορά τις υποδομές (ΔΕΠΑ Υποδομών). Με τη ΔΕΠΑ Εμπορίας να περιλαμβάνει τα διμερή συμβόλαια προμήθειας (Gazprom, Botas, TAP, Sonatrach), το μερίδιο που κατέχει η ΔΕΠΑ στη χονδρική αγορά, και την ΕΠΑ Αττικής. Στο πλαίσιο αποκρατικοποίησης της ΔΕΠΑ προβλέπεται η πώληση σε στρατηγικό επενδυτή ή η διάθεση στο Χρηματιστήριο του 50,1%, με τη διατήρηση του 14,9% από το Δημόσιο (με τα ΕΛΠΕ να διατηρούν προς το παρόν το 35%, ποσοστό το οποίο ενδεχομένως να θελήσουν αργότερα να πωλήσουν). Η δε ΔΕΠΑ Υποδομών θα συμπεριλάβει στις δραστηριότητές της την ΕΔΑ Αττικής, το 51% της ΕΔΑ Θεσσαλονίκης-Θεσσαλίας και ΔΕΔΑ, τις συμμετοχές στα υπό ανάπτυξη διεθνή έργα (IGB, East Med, IGI Poseidon, FSRU Αλεξανδρούπολης) και με το ελληνικό Δημόσιο να διατηρεί το 65% της εταιρείας και το υπόλοιπο να προσφέρεται, κατόπιν διαγωνισμού, σε στρατηγικό επενδυτή ή το πλέον πιθανό να εισάγεται στο Χρηματιστήριο Αθηνών, που έχει ήδη εκφρασθεί μεγάλο ενδιαφέρον.

Επίσης, στα τέλη Ιουλίου 2018, υπεγράφη η σύμβαση πώλησης του 66% του μετοχικού κεφαλαίου του ΔΕΣΦΑ (31% για το ΤΑΙΠΕΔ και 35% για τα ΕΛΠΕ) στην κοινοπραξία «SENFLUGA Energy Infrastructure Holdings S.A.» των εταιρειών Snam, Enagás και Fluxys, έναντι συνολικού τιμήματος €535 εκατ. Σύμφωνα με το ΤΑΙΠΕΔ, πρόκειται για μία ιδιαίτερα επιτυχημένη διαγωνιστική διαδικασία που προσέλκυσε σημαντικό επενδυτικό ενδιαφέρον και χαρακτηρίστηκε από έντονο ανταγωνισμό, με αποτέλεσμα να αποφέρει στο πρόγραμμα ιδιωτικοποιήσεων έσοδα ύψους €251 εκατ. (το υπόλοιπο μέρος του τιμήματος αφορά στα ΕΛΠΕ). Επιπλέον, το υφιστάμενο επενδυτικό πλάνο του ΔΕΣΦΑ προβλέπει την εκτέλεση ενός επενδυτικού σχεδίου ύψους €331 εκατ. έως το 2023.

Τέλος, από την 1η Ιουλίου 2018, το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου της Ελλάδας διαθέτει ένα πλήρως λειτουργικό Βάθρο Εξισορρόπησης (Balancing Platform), καθώς και ένα Εικονικό Σημείο Συναλλαγών (Virtual Trading Point). Μέσω του Balancing Platform, το οποίο αναπτύχθηκε από τον ΔΕΣΦΑ σε συνεργασία με τον Όμιλο Χρηματιστηρίου Αθηνών, ο Διαχειριστής θα μπορεί πλέον να αγοράζει και να πωλεί τις ποσότητες αερίου που απαιτούνται

για την εξισορρόπηση του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς μέσω δημοπρασιών. Οι ημερήσιες τιμές αναφοράς για την αγορά και πώληση αερίου διαμορφώνονται πλέον με βάση τις συναλλαγές μεταξύ των χρηστών και του Διαχειριστή στο Balancing Platform. Ταυτόχρονα, με την ενεργοποίηση του Εικονικού Σημείου Συναλλαγών (Virtual Trading Point), προσφέρεται για πρώτη φορά η δυνατότητα δραστηριοποίησης στην ελληνική αγορά και εμπόρων που δεν έχουν ως αντικείμενο τη φυσική διακίνηση αερίου, καθώς επιτρέπεται πλέον η διενέργεια συναλλαγών ποσοτήτων αερίου, χωρίς την προϋπόθεση προηγούμενης δέσμευσης δυναμικότητας σε φυσικά σημεία εισόδου/εξόδου, όπως ίσχυε μέχρι σήμερα.

Με την 4η αναθεώρηση του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ και, ιδίως του Balancing Platform, τίθενται σε ισχύ όλα τα ενδιάμεσα μέτρα που εγκρίθηκαν από τη ΡΑΕ για την εφαρμογή του Ευρωπαϊκού Κώδικα Εξισορρόπησης. Παράλληλα, γίνεται το πρώτο και το πλέον καθοριστικό βήμα για την ανάπτυξη μιας λειτουργικής χονδρεμπορικής αγοράς φυσικού αερίου, σύμφωνα με τις επιταγές του Gas Target Model, αλλά και για την επίτευξη του στρατηγικού στόχου του ΔΕΣΦΑ για τη δημιουργία ενός ελληνικού κόμβου εμπορίας αερίου περιφερειακής εμβέλειας (regional gas hub). Επόμενο βήμα αποτελεί η λειτουργία ενός Βάθρου Εμπορίας (Trading Platform), όπου θα πραγματοποιούνται ανώνυμες συναλλαγές μεταξύ των συμμετεχόντων στην αγορά αερίου, οι οποίες και θα διαμορφώνουν τις οριακές τιμές αγοράς και πώλησης αερίου.

4.3. Ηλεκτρισμός

Το κύριο μερίδιο στο μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής ανήκει στους λιγνιτικούς σταθμούς, ενώ υψηλό παραμένει και το μερίδιο των πετρελαϊκών προϊόντων, κυρίως λόγω της χρήσης τους στα μη διασυνδεδεμένα νησιά.

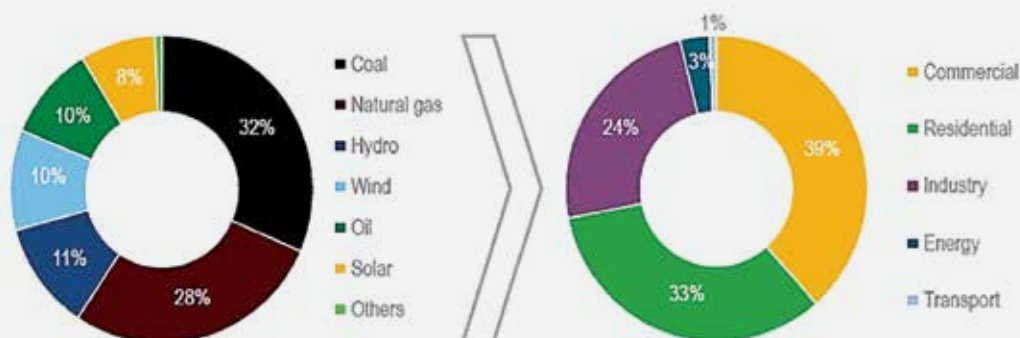
Τα τελευταία χρόνια γίνεται μια συνεχής προσπάθεια αξιοποίησης του δυναμικού ΑΠΕ, με σκοπό την ικανοποίηση των δεσμεύσεων της χώρας για την υψηλότερη διείσδυση αυτών στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα, αλλά και την αξιοποίηση εγχώριου δυναμικού για την διασφάλιση ενεργειακού εφοδιασμού. Η έμφαση δίνεται σε τεχνολογίες υψηλής εμπορικής ωριμότητας και εγχώριου δυναμικού (π.χ. αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκά, βιομάζα, μικρά υδροηλεκτρικά), οι οποίες έχουν προσελκύσει υψηλό επενδυτικό ενδιαφέρον. Ταυτόχρονα ολοκληρώνεται η διαδικασία αναμόρφωσης και ενίσχυσης του μηχανισμού στήριξης των ΑΠΕ, σε εφαρμογή των Οδηγιών της ΕΕ, ώστε να αυξηθεί η επενδυτική εμπιστοσύνη για έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα.

Αξίζει να σημειωθεί ότι οι σταθμοί φυσικού αερίου και ΑΠΕ έχουν αρχίσει να αντικαθιστούν μεγάλο μέρος της λιγνιτικής παραγωγής, με αποτέλεσμα τη σημαντική αύξηση της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος για ηλεκτροπαραγωγή κατά την τελευταία δεκαετία λόγω των ΑΠΕ.

4.3.1. Προσφορά και Ζήτηση

Οι εγχώριοι λιγνίτες διαδραμάτισαν ιστορικά σημαντικό ρόλο στην ελληνική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και αντιπροσώπευαν σχεδόν το 70% της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας το 2017. Ωστόσο, η κυριαρχία τους έχει μειωθεί την τελευταία δεκαετία λόγω της μείωσης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της αυξανόμενης διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, κυρίως αιολική και ηλιακή ενέργεια, και του φυσικού αερίου. Οι ΑΠΕ αντιπροσώπευαν σχεδόν το ένα τρίτο της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2016 (βλ. Διάγραμμα 22), όπως και το 2017. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας μειώθηκε λόγω της οικονομικής ύφεσης και δεν έχει ανακάμψει πλήρως.

Διάγραμμα 22: Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Μορφή Ενέργειας και Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Τομέα στην Ελλάδα, 2015/2016



Note: Supply data is 2016 estimates, consumption data is for 2015.
Πηγή: IEA (2017)

Ηλεκτροπαραγωγή

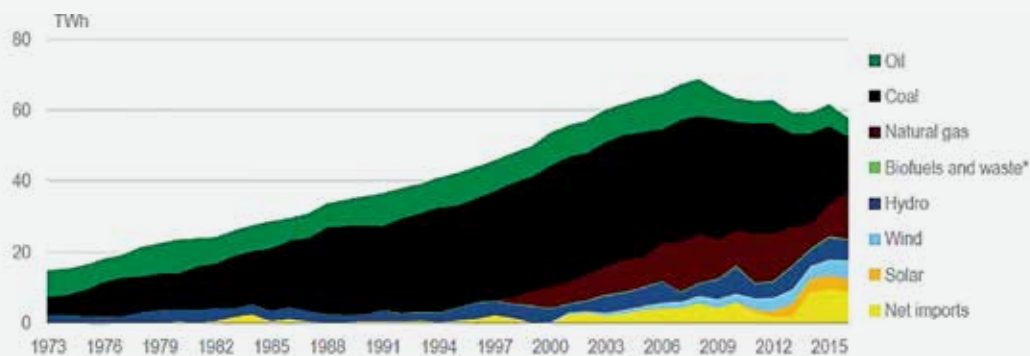
Η Ελλάδα παρήγαγε 45,8 TWh ηλεκτρικής ενέργειας το 2017 στο διασυνδεδεμένο σύστημα, σημειώνοντας μία αύξηση της τάξεως του 8% από το 2016. Ο λιγνίτης είναι η μεγαλύτερη πηγή ενέργειας όσον αφορά την ηλεκτροπαραγωγή, με 16,4 TWh το 2017, ακολουθούμενος από το φυσικό αέριο, με 15,4 TWh το προηγούμενο έτος (βλ. Πίνακα 10). Ωστόσο, η κυριαρχία των ορυκτών καυσίμων μειώθηκε την τελευταία δεκαετία. Ενώ η παραγωγή ηλεκτρισμού από το λιγνίτη μειώθηκε κατά περίπου 50% μεταξύ 2006 και 2016, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ (10,6 TWh το 2017) σχεδόν διπλασιάστηκε την ίδια περίοδο (βλ. Διάγραμμα 23).

Πίνακας 10: Μεταβολή Ηλεκτροπαραγωγής (GWh) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2016-2017



Πηγή: ΑΔΜΗΕ²⁰

Διάγραμμα 23: Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Μορφή Ενέργειας, 1973-2016



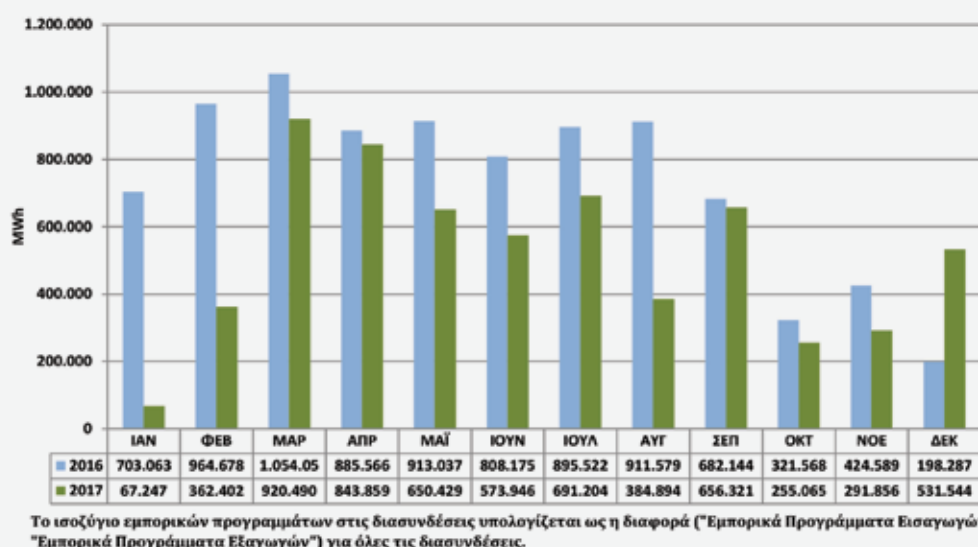
Note: Data is provisional for 2016.
Πηγή: IEA (2017)

²⁰ http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Monthly_Energy_Reports/Energy_Report_201712_v1.pdf

Εισαγωγές και Εξαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας

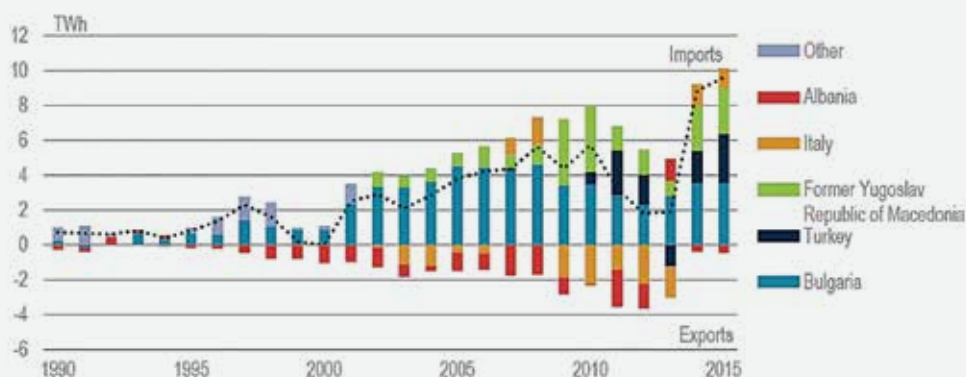
Η Ελλάδα είναι καλά συνδεδεμένη με τις γειτονικές χώρες και, εκτός από την εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, δραστηριοποιείται όλο και περισσότερο στο εμπόριο αυτής. Οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκαν με νέες διασυνδέσεις, αν και αυτές έχουν μεγάλες ετήσιες διακυμάνσεις (βλ. Διαγράμματα 24 και 25). Οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα το 2017 ανήλθαν σε 8,9 TWh, κυρίως από τη Βουλγαρία (35,0% των συνολικών εισαγωγών), την Ιταλία (23,2%) και τη ΠΓΔΜ (22,9%). Αντίστοιχα, οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα το 2017 ανήλθαν σε 2,8 TWh, κυρίως προς τη ΠΓΔΜ (32,6% των συνολικών εξαγωγών), την Αλβανία (30,6%) και την Ιταλία (26,9%). Η Ελλάδα είναι καθαρός εισαγωγέας ηλεκτρικής ενέργειας εδώ και πολλά χρόνια με τις συνολικές καθαρές εισαγωγές να ανέρχονται σε περίπου 6,2 TWh το 2017, σύμφωνα με στοιχεία του ΛΑΓΗΕ. Αξίζει να αναφερθεί ότι μία δεύτερη διασύνδεση ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας είναι υπό ανάπτυξη, η οποία αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία μέχρι το 2023.

Διάγραμμα 24: Ισοζύγιο Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh) στις Διασυνδέσεις της Ελλάδας, 2016-2017



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 25: Εισαγωγές και Εξαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα ανά Χώρα, 1990-2015



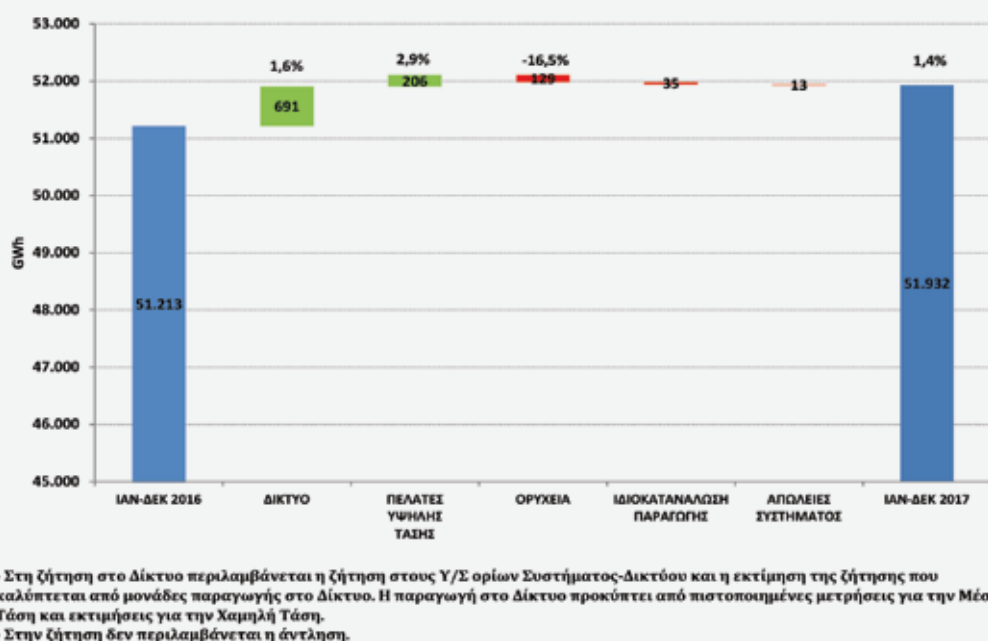
Πηγή: IEA (2017)

Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αυξήθηκε σταθερά μέχρι το ανώτατο επίπεδο των 58,8 TWh το 2008, ακολουθούμενη από πενταετή περίοδο μείωσης από το 2009 έως το 2013 στον απόηχο της οικονομικής κρίσης. Η κατανάλωση έχει ανακάμψει ελαφρώς τα τελευταία χρόνια και το 2017 η Ελλάδα κατανάλωσε 51,9 TWh ηλεκτρικής ενέργειας (βλ. Διάγραμμα 26).

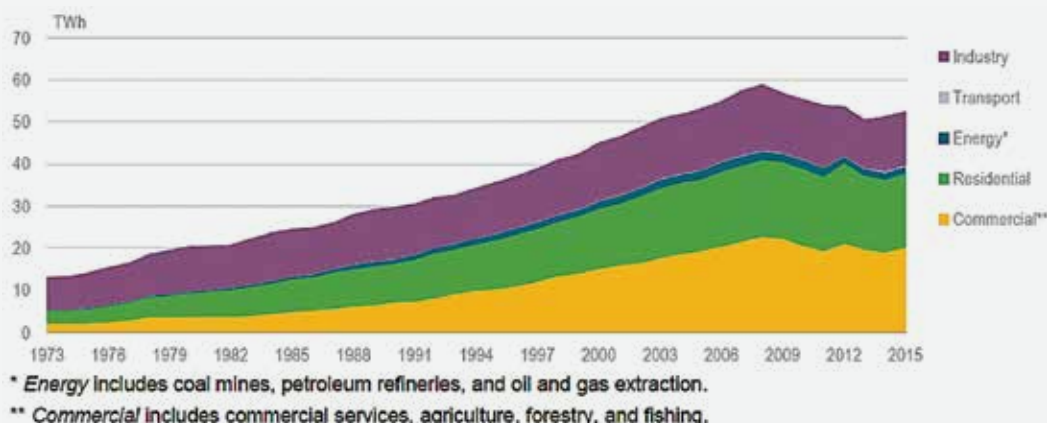
Ο εμπορικός τομέας ήταν ο κλάδος που κατανάλωσε την περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια, αντιπροσωπεύοντας το 38,0% της συνολικής κατανάλωσης το 2015 (βλ. Διάγραμμα 27). Ακολούθησε ο οικιακός τομέας (33,4%) και ο κλάδος της βιομηχανίας (24,2%). Άλλοι τομείς (δηλ. άλλοι ενεργειακοί τομείς, αλλά και οι μεταφορές) αντιπροσώπευαν μόνο ένα μικρό μερίδιο της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Διάγραμμα 26: Μεταβολή Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2016-2017



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 27: Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα ανά Κλάδο, 1973-2015



Πηγή: IEA (2017)

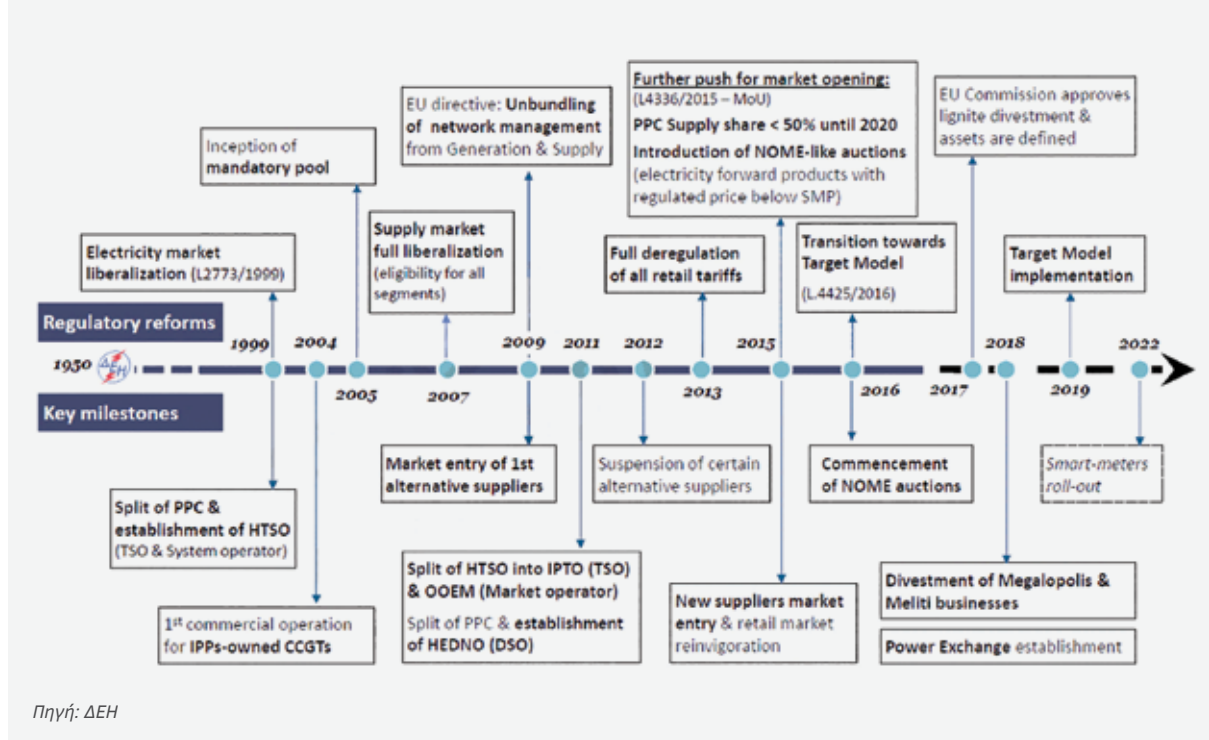
4.3.2. Δομή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η Ευρωπαϊκή Ένωση με συντονισμένες προσπάθειες προωθεί την δημιουργία μιας ενιαίας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, οι στόχοι για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου οδηγούν στον ριζικό μετασχηματισμό του ηλεκτρικού συστήματος, οπότε τόσο η αγορά όσο και τα ηλεκτρικά δίκτυα βρίσκονται σε μετάβαση.

Το μοντέλο-στόχος (Target Model) για την ενιαία ευρωπαϊκή αγορά προσδιορίζει τις ελάχιστες απαιτούμενες προδιαγραφές που θα πρέπει να ακολουθήσουν οι επιμέρους εθνικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας των χωρών-μελών, συμπεριλαμβανομένης της Ελλάδας, ώστε να διαμορφώσουν μια κοινή αρχιτεκτονική λειτουργίας, η οποία θα οδηγήσει ακολούθως στην σύζευξη των αγορών της ΕΕ και στον ανταγωνισμό προς όφελος του τελικού καταναλωτή. Ο βασικός στόχος της αναδιάρθρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι η μείωση του ενεργειακού κόστους στην οικονομία και τους καταναλωτές και η ενίσχυση της ασφάλειας εφοδιασμού, μέσω της αποτελεσματικής διαμόρφωσης και σταδιακής σύγκλισης της τιμής προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση μηχανισμών, όπως το ενεργειακό χρηματιστήριο και της ενίσχυσης και επέκτασης των διασυνδέσεων μεταξύ των κρατών μελών για την αποτελεσματική λειτουργία της αγοράς.

Η ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε επίπεδο χονδρικής όσο και σε επίπεδο λιανικής, βρίσκεται σε πλήρη μετασχηματισμό, επιδιώκοντας μια τελείως ανταγωνιστική και ενοποιημένη δομή αγοράς. Με την ΔΕΗ, μέχρι πριν λίγα χρόνια, να είχε την αποκλειστικότητα στην παραγωγή, μεταφορά, διανομή και προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές, σήμερα ιδιώτες παραγωγοί διαθέτουν δυναμικό άνω των 2.500 MW (χωρίς να υπολογίζονται οι ΑΠΕ), ενώ έχει εγκατασταθεί στρατηγικός επενδυτής στον ΑΔΜΗΕ (μεταφορά), περισσότερες από 15 εταιρείες δραστηριοποιούνται στην προμήθεια (λιανική) και σύντομα αναμένεται να δημιουργηθούν τέσσερις νέες αγορές, μέσω του νεοσύστατου Χρηματιστηρίου Ενέργειας, από τις οποίες θα «περνά» διαδοχικά η ηλεκτρική ενέργεια πριν καταλήξει στους καταναλωτές. Όλα αυτά συμβαίνουν παράλληλα με τον μετασχηματισμό της ΔΕΗ που περιλαμβάνει την πώληση λιγνιτικών μονάδων, καθώς και με τα μέτρα ενίσχυσης του ανταγωνισμού, κυρίως τις δημοπρασίες λιγνιτικής και υδροηλεκτρικής παραγωγής της ΔΕΗ, τύπου NOME.

Διάγραμμα 28: Χρονικά Ορόσημα που Συνέβαλλαν και Θα Συμβάλλουν στην Πλήρη Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας



Χονδρική Αγορά

Η καθετοποιημένη κρατική εταιρεία ηλεκτρισμού ΔΕΗ κυριαρχεί στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. Η ΔΕΗ κατέχει το 79% της εγκατεστημένης θερμικής ισχύος και περίπου το 75% της παραγωγής θερμικής ηλεκτρικής ενέργειας. Το μερίδιο της ΔΕΗ στην αγορά της επόμενης ημέρας (day-ahead market), που περιλαμβάνει εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας και ΑΠΕ, ήταν 53% το 2016. Το μερίδιο της ΔΕΗ στη λιανική αγορά είναι περίπου 88%.

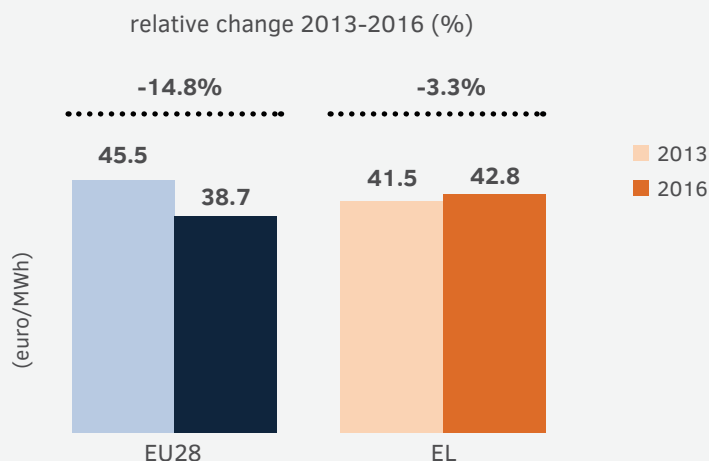
Εν μέσω μειούμενης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, αυξανόμενης ατμοσφαιρικής ρύπανσης, περιβαλλοντικών περιορισμών και χαμηλών τιμών φυσικού αερίου, το κόστος παραγωγής λιγνίτη αυξάνεται. Η τάση αυτή αναμένεται να συνεχιστεί, καθώς οι μονάδες με καύση λιγνίτη ή άνθρακα αντικαθίστανται από μονάδες που τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο και ΑΠΕ. Κατά συνέπεια, η κατανάλωση και η παραγωγή λιγνίτη το 2016 παρουσίασαν πτώση. Η ΔΕΗ είναι, επίσης, ο ιδιοκτήτης των ορυχείων λιγνίτη, ενώ υπάρχουν μερικές ιδιωτικές εταιρείες που λειτουργούν μικρά λιγνιτωρυχεία, όπως η Γενική Μεταλλευτική και Μεταλλουργική Ανώνυμη Εταιρεία «ΛΑΡΚΟ» και η Μεταλλευτική, Εμπορική και Τεχνική Ανώνυμη Εταιρεία «ΜΕΤΕ».

Η ΔΕΗ παρόπλισε 913 MW λιγνιτικής δυναμικότητας μεταξύ 2010-2016 και σχεδιάζει να παροπλίσει άλλα 2.112 MW μέχρι το 2025. Η εταιρεία κατασκευάζει μία λιγνιτική μονάδα στην Πτολεμαΐδα ισχύος 600 MW, την Πτολεμαΐδα 5, η οποία θα λειτουργήσει το 2020. Η ΔΕΗ έχει, επίσης, επεκτείνει το σύνολο των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο τα τελευταία πέντε χρόνια, προσθέτοντας 1.700 MW. Η παραγωγή από τις μονάδες της ΔΕΗ με καύσιμο φυσικό αέριο ανήλθε στο 11% της συνολικής παροχής το 2016.

Δεδομένου ότι η ΔΕΗ διαθέτει όλα τα λιγνιτικά και υδροηλεκτρικά περιουσιακά στοιχεία της χώρας (βλ. Παράρτημα 4), οι μεγάλες ιδιωτικές ενεργειακές εταιρείες δραστηριοποιούνται αποκλειστικά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση φυσικού αερίου και ΑΠΕ. Οι ανεξάρτητοι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας κατασκεύασαν οκτώ μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση φυσικού αερίου με συνολική ισχύ 2.571 MW. Επίσης, υπάρχουν πολλοί ιδιώτες παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ΑΠΕ με το μερίδιο των ΑΠΕ στον ελληνικό τομέα ηλεκτρισμού να αυξάνεται γρήγορα.

Στην Ελλάδα, οι τιμές χονδρικής παρουσίασαν μία μικρή αύξηση κατά την περίοδο 2013-2016 (3,3%), όπως δείχνει το Διάγραμμα 29. Οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας απελευθερώθηκαν πλήρως τον Ιούλιο του 2013, αλλά δεν πραγματοποιήθηκε αποτελεσματική είσοδος νέων παικτών στην εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με την ΔΕΗ να παραμένει ο δεσπότης προμηθευτής.

Διάγραμμα 29: Χονδρεμπορικές Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα και στην ΕΕ-28 (2013 και 2016)



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2017)

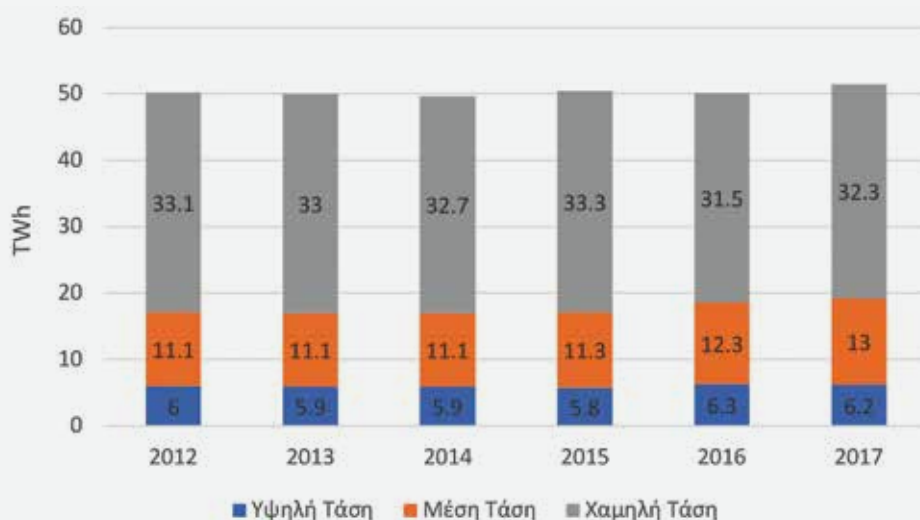
Λιανική Αγορά

Η ΔΕΗ διατήρησε το μερίδιο της λιανικής αγοράς κοντά στο 86% το 2017, παρόλο που 17 προμηθευτές δραστηριοποιούνται στη συγκεκριμένη αγορά. Το δεύτερο μεγαλύτερο μερίδιο εναλλακτικού παρόχου στη λιανική αγορά το 2017 ήταν 3,4% και αντιστοιχεί στην Elpedison, όπως αναλύεται στο Παράρτημα 6. Σύμφωνα με την Έκθεση των Πεπραγμένων του 2017 της ΡΑΕ²¹, ο αριθμός των πελατών χαμηλής και μέσης τάσης που άλλαξαν προμηθευτή το 2017 ανήλθε σε 186.446 και αντιστοιχούσε στο 2,81% του συνόλου. Συγκριτικά με το 2016 ήταν περισσότεροι κατά 78%, καθώς τη χρονιά εκείνη είχαν καταμετρηθεί 104.775 νοικοκυριά και επιχειρήσεις που μετακινήθηκαν από εταιρεία σε εταιρεία παροχής ρεύματος. Μάλιστα, τότε, αντιστοιχούσαν στο 1,58% του συνόλου των πελατών του διασυνδεδεμένου συστήματος. Ο ρυθμός αύξησης της κινητικότητας από το 2016 στο 2017 ήταν χαμηλότερος συγκριτικά με το 2015-2016. Τότε είχε καταγραφεί η εντυπωσιακή αύξηση του 263%. Το 2015 είχαν αλλάξει προμηθευτή μόλις 28.832 καταναλωτές. Η μείωση αποδίδεται προφανώς στο γεγονός ότι όλο και περισσότεροι καταναλωτές κατασταλάζουν στους προμηθευτές που επιλέγουν για την ηλεκτροδότησή τους, καθώς και στις λιγότερες απώλειες πελατών της ΔΕΗ, μιας και η τελευταία έθεσε σε εφαρμογή τα προγράμματα εκπτώσεων συνέπειας.

Αρκετοί εναλλακτικοί πάροχοι, όπως οι εταιρείες Watt+Volt και Ήρων, έχουν διαθέσει στην εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας συνδυαστικά πακέτα ρεύματος και φυσικού αερίου αξιοποιώντας την άδεια προμηθευτή φυσικού αερίου που κατέχουν. Εκτιμάται έτσι ότι ο ανταγωνισμός θα αυξηθεί το επόμενο διάστημα με την είσοδο των εταιρειών φυσικού αερίου στην αγορά ηλεκτρισμού, ενώ ο υπάρχων ανταγωνισμός έχει οδηγήσει ακόμη και σε τιμολόγια κάτω του κόστους, κυρίως στη μέση τάση (μεγάλες βιομηχανίες και αλυσίδες καταστημάτων), όπου τα συμβόλαια κλείνουν ύστερα από διαγωνισμό μεταξύ των ενδιαφερόμενων προμηθευτών. Στη χαμηλή τάση, δηλαδή στα νοικοκυριά και στις μικρές επιχειρήσεις, παρατηρείται το φαινόμενο της μετακίνησης των καταναλωτών μεταξύ των παρόχων. Οι καταναλωτές «σπάνε» τα συμβόλαια που έχουν υπογράψει για να επωφεληθούν από τις προσφορές που «τρέχουν» κατά διαστήματα στην αγορά. Σε ό,τι αφορά την πορεία του ανταγωνισμού, δύο παράγοντες λειτουργούν ανασταλτικά: (α) η έκπτωση του 15% που η ΔΕΗ παρέχει για την εμπρόθεσμη πληρωμή των λογαριασμών και (β) η επιβολή του τέλους προμηθευτή που θεσπίστηκε για τον μηδενισμό του ελλείμματος των ΑΠΕ.

²¹ <http://www.rae.gr/site/file/system/docs/ActionReports/2017>

Διάγραμμα 30: Συνολική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας Ανά Επίπεδο Τάσης στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2012-2017



Βέβαια, ιδιαίτερη σημασία δίνεται στο μερίδιο της ΔΕΗ στη λιανική, το οποίο πρέπει να μειωθεί στο 50% μέχρι το 2020, σύμφωνα με τις μνημονιακές δεσμεύσεις της χώρας. Σε διαβούλευση με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, η κυβέρνηση κατέφυγε σε έναν εναλλακτικό μηχανισμό για τη μείωση του μεριδίου της ΔΕΗ: τις δημοπρασίες τύπου NOME, σύμφωνα με το Νόμο 4389/2016 περί αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, βάσει του οποίου οι νεοεισερχόμενοι παίκτες στη λιανική αγορά έχουν πρόσβαση στην ηλεκτροπαραγωγή της ΔΕΗ. Η ΡΑΕ καθορίζει την ετήσια ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που θα διατίθεται μέσω δημοπρασιών, ενώ ο λειτουργός της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΛΑΓΗΕ) διεξάγει τις δημοπρασίες. Στις δημοπρασίες, η ΔΕΗ πουλάει περίπου το 40% της ηλεκτροπαραγωγής της από λιγνιτικούς και υδροηλεκτρικούς σταθμούς.

Οι δημοπρασίες τύπου NOME επιτρέπουν διμερείς συμφωνίες μεταξύ παραγωγών και διανομέων ηλεκτρικής ενέργειας. Η πρώτη τέτοια δημοπρασία NOME έλαβε χώρα τον Οκτώβριο του 2016 και οι πλειοδότες απορρόφησαν 460 MWh/h, καλύπτοντας το στόχο για ολόκληρο το έτος. Η δεύτερη δημοπρασία τύπου NOME πραγματοποιήθηκε τον Ιανουάριο του 2017, όταν οι πλειοδότες απορρόφησαν 145 MWh/h, ενώ η τρίτη δημοπρασία έγινε τον Ιούλιο του ίδιου έτους και οι πλειοδότες απορρόφησαν πλήρως την προσφερόμενη ποσότητα. Παρότι οι δημοπρασίες τύπου NOME και ο αυξανόμενος αριθμός συμμετεχόντων στην αγορά είχαν θετικές πρώτες ενδείξεις προς την αύξηση της ρευστότητας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, αρκετές στρεβλώσεις έκαναν την εμφάνισή τους.

Οι συγκεκριμένες στρεβλώσεις της αγοράς περιλαμβάνουν την αναποτελεσματικότητα της λειτουργίας των NOME (αν οι ποσότητες που προέκυπταν από τις δημοπρασίες NOME διοχετεύονταν αποκλειστικά και μόνο στην εγχώρια αγορά, οι μόνοι ωφελημένοι θα ήταν οι Έλληνες καταναλωτές), στην επικερδή αξιοποίησή τους από τους traders για εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως στην Βουλγαρία και την Ιταλία, με τις οποίες η χώρα μας διαθέτει ηλεκτρικές διασυνδέσεις, αλλά και στην έλλειψη επαρκούς θεσμικού πλαισίου για την αντιμετώπιση τέτοιων φαινομένων. Οι συμμετέχοντες στην αγορά, όπως και η ΡΑΕ, γνωρίζουν τα συγκεκριμένα προβλήματα. Μάλιστα, η Ρυθμιστική Αρχή προσπάθησε να περιορίσει τις εξαγωγές, ώστε να υπάρξει ανάσχεση τέτοιων περιπτώσεων, κάτι το οποίο όμως δεν έγινε αποδεκτό από τους θεσμούς, καθότι αντιβαίνει τους ευρωπαϊκούς κανονισμούς.

Βέβαια, όλες οι προαναφερθείσες στρεβλώσεις αναμένεται να επιλυθούν με την επικείμενη σύζευξη (coupling) των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας στην ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης, όπου η Ελλάδα αναμένεται να συζευχθεί με την Ιταλία το 2019 και την Βουλγαρία το 2020, επιτυγχάνοντας με αυτόν τον τρόπο χαμηλότερες ενιαίες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας. Ακόμη, τα NOME θα εκλείψουν με την πώληση των λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ (εντός του 2019), αφού στην προμήθεια θα εισέλθουν ανεξάρτητοι παραγωγοί που θα ανταγωνίζονται τη ΔΕΗ με το εγχώριο καύσιμο.

²² Στο σύστημα αυτό δεν περιλαμβάνονται τα ανεξάρτητα συστήματα μεταφοράς, υφιστάμενα ή μελλοντικά, στα μη διασυνδεδεμένα νησιά (Κρήτη, Ρόδος, Λέσβος, Κως), ο σχεδιασμός και η ανάπτυξη των οποίων είναι στην αρμοδιότητα του Διαχειριστή Δικτύου και θα παραμείνει σε αυτήν μέχρι τη διασύνδεσή τους με το ηπειρωτικό σύστημα.

Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας

Το ελληνικό σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από το διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νησιών στα επίπεδα υψηλής (150 kV και 66 kV) και υπερυψηλής τάσης (400 kV)²². Το συνολικό μήκος του δικτύου μεταφοράς ανέρχεται σε 11.500 χλμ., με 63 υποσταθμούς συνολικής ισχύος περί τα 16.800 MVA. Το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας αποτελείται από γραμμές μέσης τάσης 111.560 χλμ. και χαμηλής τάσης 125.800 χλμ., 163.000 υποσταθμούς και γραμμές υψηλής τάσης Αθηνών και Θεσσαλονίκης 950 χλμ.

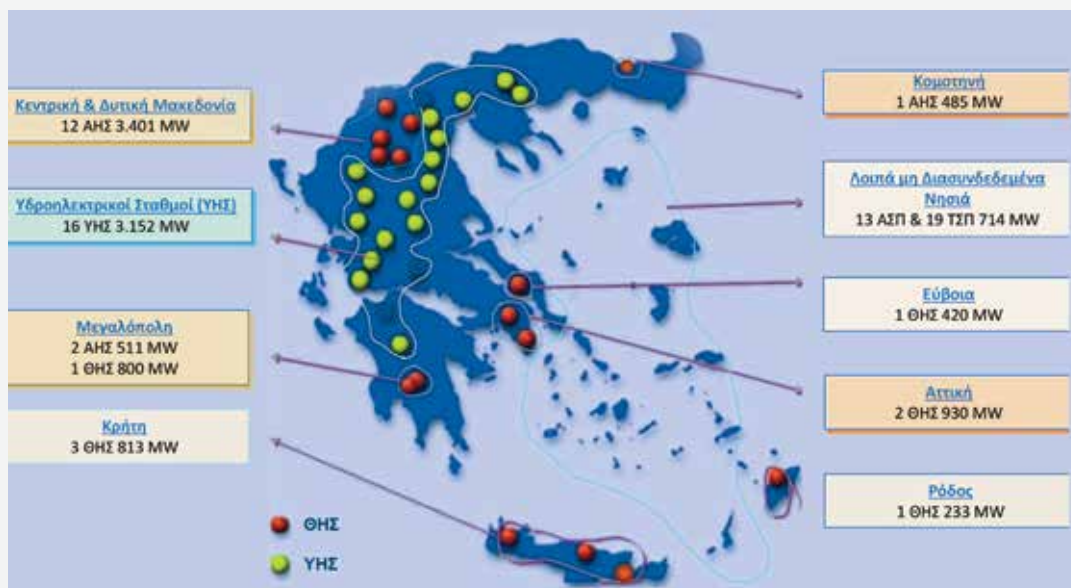
Χάρτης 9: Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας (Απρίλιος 2017)



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

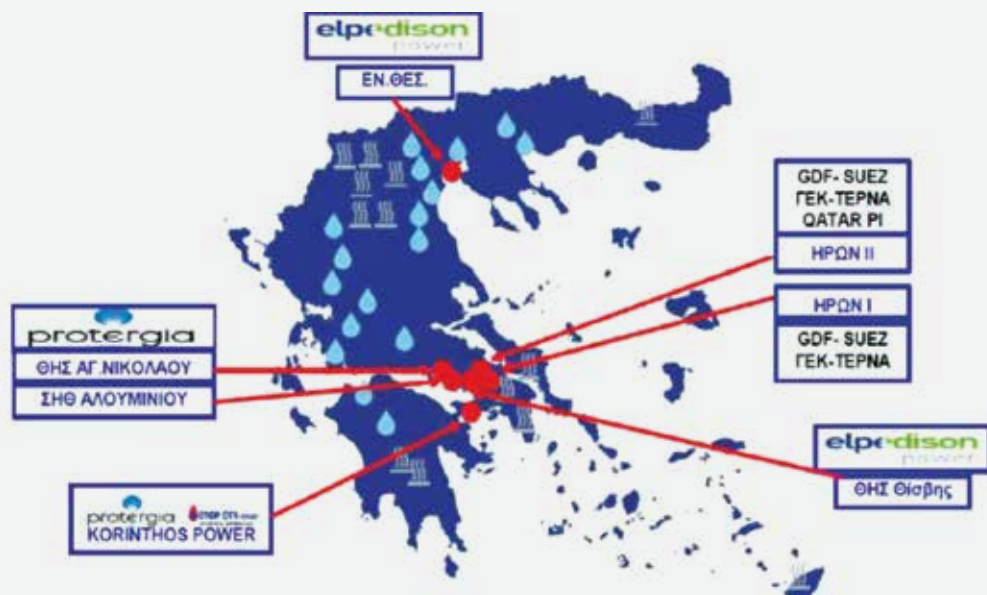
Οι Χάρτες 10 και 11 απεικονίζουν την γεωγραφική κατανομή των συμβατικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ, αλλά και των ιδιωτικών μονάδων.

Χάρτης 10: Γεωγραφική Κατανομή Σταθμών Παραγωγής της ΔΕΗ



Πηγές: ΔΕΗ, IENE

Χάρτης 11: Γεωγραφική Κατανομή των Ιδιωτικών Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής



Πηγές: Ιστοσελίδες εναλλακτικών παρόχων, IENE

Από τον Οκτώβριο του 2004, το ελληνικό σύστημα επαναλειτουργεί σύγχρονα και σε ευθυγράμμιση με το διασυνδεδεμένο ευρωπαϊκό σύστημα υπό το γενικότερο συντονισμό του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Η παράλληλη λειτουργία του ελληνικού συστήματος με το ευρωπαϊκό επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετήριων γραμμών μεταφοράς, κυρίως 400 kV, με τα συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας, της ΠΓΔΜ και της Τουρκίας. Επιπλέον, το ελληνικό σύστημα συνδέεται μέσω υποβρύχιου καλωδίου συνεχούς ρεύματος με την Ιταλία (βλ. Χάρτη 12).

Χάρτης 12: Διασυνδέσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας στη ΝΑ Ευρώπη



4.3.3. Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Στην Ελλάδα (κυρίως στο Αιγαίο), τα περισσότερα νησιά σήμερα ηλεκτροδοτούνται από τους αυτόνομους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά κύριο λόγο, οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, diesel και μαζούτ, και τους σταθμούς ΑΠΕ (αιολικούς και φωτοβολταϊκούς). Τα νησιά αυτά δεν έχουν διασυνδεθεί μέχρι σήμερα με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα, λόγω κυρίως τεχνικών και οικονομικών δυσκολιών καθώς οι διασυνδέσεις είναι έργα μεγάλης έντασης κεφαλαίου.

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) αποτελείται από τριάντα δύο (32) αυτόνομα συστήματα. Ορισμένα εξ αυτών αποτελούνται από περισσότερα νησιά (συμπλέγματα νησιών) και η λειτουργία και διαχείριση της Αγοράς των ΜΔΝ γίνεται από τον ΔΕΔΔΗΕ και πιο συγκεκριμένα από την Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων. Σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΕ²³, η αιχμή ζήτησης των 32 αυτόνομων νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων της χώρας ποικίλει:

- 19 «μικρά» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης έως 10 MW,
- 11 «μεσαίου μεγέθους» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης από 10 MW έως 100 MW και
- 2 «μεγάλα» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης άνω των 100 MW, δηλαδή η Κρήτη και η Ρόδος.

Αντίστοιχα, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ ποικίλει, επίσης, σε μέγεθος, από ορισμένες εκατοντάδες MWh στα μικρότερα νησιά (π.χ. Αντικύθηρα, Αγαθονήσι, κ.λπ.), έως και ορισμένες TWh στο μεγαλύτερο ΜΔΝ (Κρήτη).

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, τα ΜΔΝ είναι συνήθως εξοπλισμένα με μονάδες με καύσιμο ντίζελ, οι οποίες είναι δαπανηρές και μη φιλικές προς το περιβάλλον και δεν μπορούν να επωφεληθούν από το πλεονέκτημα της οικονομίας κλίμακας. Ωστόσο, τα ΜΔΝ διαθέτουν άριστες συνθήκες για ηλιακή και αιολική ενέργεια. Η ενσωμάτωση αυτών των μορφών ενέργειας στα νησιωτικά συστήματα είναι πολύπλοκη λόγω της μεταβλητότητάς τους και της ανάγκης για εφεδρεία.

Σύμφωνα με στοιχεία της Διεύθυνσης Διαχείρισης Νησιών του ΔΕΔΔΗΕ, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής στα ΜΔΝ ανήλθε σε περίπου 2.331 MW το 2017, εκ των οποίων το 79% αφορά θερμικούς σταθμούς (βλ. Πίνακα 11).

²³ http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp

Πίνακας 11: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Μονάδων Παραγωγής στα ΜΔΝ - 2017

Κατηγορίες	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Ποσοστό (%)
Θερμικοί Σταθμοί	1.845,3	79,18%
Αιολικά	322,23	13,83%
Φωτοβολταϊκά	135,88	5,83%
Στέγης-NET	26,4	1,13%
Βιομάζα	0,5	0,02%
Μικρά Υδροηλεκτρικά	0,3	0,01%
Σύνολο	2.330,61	100,00%

Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ (2018)

4.3.4. Νομοθετικές και Κανονιστικές Μεταρρυθμίσεις στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας

Ο Νόμος 4001/2011 έθεσε τα θεμέλια για τη συνεχιζόμενη απελευθέρωση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ο συγκεκριμένος Νόμος προετοίμασε τον λειτουργικό διαχωρισμό του συστήματος μεταφοράς με τη μετάβαση από το μοντέλο του ανεξάρτητου διαχειριστή συστήματος στο μοντέλο του ανεξάρτητου διαχειριστή μεταφοράς. Ο Νόμος ενίσχυσε, επίσης, το ρόλο της ΡΑΕ, παρέχοντάς της οικονομική αυτονομία και διακριτή νομική οντότητα.

Η κυβέρνηση εισήγαγε νέα ολοκληρωμένη νομοθεσία το 2011, η οποία εφαρμόστηκε μέσω ρυθμιστικής και δευτερογενούς νομοθεσίας για τη μεταρρύθμιση του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. Οι βασικές διατάξεις της νέας νομοθεσίας περιλαμβάνουν την περαιτέρω ενίσχυση της οικονομικής και λειτουργικής ανεξαρτησίας της ΡΑΕ (Νόμος 4425/2016), παρέχοντας το πλαίσιο διεξαγωγής δημοπρασιών τύπου NOME για την ενίσχυση του ανταγωνισμού στην αγορά, αλλά και την ιδιωτικοποίηση του ΑΔΜΗΕ (Νόμοι 4336/2015, 4389/2016 και 4393/2016).

Η Ελλάδα αναδιάρθρωσε την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας το 2012, προκειμένου να εφαρμοστεί το μοντέλο του ανεξάρτητου διαχειριστή μεταφοράς διαχωρίζοντας τον πρώην Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ) στον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), στον Λειτουργό της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ) και στον Διαχειριστή του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ).

Ο ΑΔΜΗΕ από τις 20 Ιουνίου 2017 ακολουθεί το μοντέλο του ιδιοκτησιακά διαχωρισμένου Διαχειριστή (Ownership Unbundling) και είναι εναρμονισμένος πλήρως με την Οδηγία 2009/72/ΕΚ. Η μετοχική σύνθεση του ΑΔΜΗΕ είναι η εξής:

- 51% ΑΔΜΗΕ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ Α.Ε.
- 25% ΔΕΣ ΑΔΜΗΕ Α.Ε.
- 24% State Grid Europe Limited

Το Ελληνικό Δημόσιο είναι κάτοχος ποσοστού 51% στην ΑΔΜΗΕ Α.Ε. μέσω της ΔΕΣ ΑΔΜΗΕ Α.Ε. από 24 Ιουλίου 2017, με την μεταβίβαση των μετοχών της ΑΔΜΗΕ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ Α.Ε. που κατείχε το Ελληνικό Δημόσιο και το Ταμείο Αξιοποίησης Ιδιωτικής Περιουσίας του Δημοσίου (ΤΑΙΠΕΔ).

Ο ΛΑΓΗΕ επιφορτίζεται με την αγορά της επόμενης ημέρας και τις συμβάσεις, διαχειρίζεται τις ΑΠΕ, αλλά και τον ειδικό λογαριασμό για ΑΠΕ και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ).

Το τμήμα διανομής της ΔΕΗ διαχωρίστηκε σε μια νέα ανεξάρτητη εταιρεία το 2012, που ονομάζεται Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), ο οποίος είναι υπεύθυνος για τη λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη του ελληνικού δικτύου διανομής. Ο ΔΕΔΔΗΕ είναι, επίσης, ο διαχειριστής της αγοράς των ΜΔΝ και είναι 100% θυγατρική της ΔΕΗ.

4.3.5. Τελευταίες Εξελίξεις στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας

(α) Χρηματιστήριο Ενέργειας στην Ελλάδα

Σύμφωνα με το επονομαζόμενο από την Ε.Ε. «Target Model», η Ελλάδα πρέπει να πάρει όλα τα απαραίτητα μέτρα, ώστε να συμμετάσχει στην «ενδοημερήσια αγορά», την «αγορά της επόμενης ημέρας», την «αγορά παραγώγων» και την «αγορά εξισορρόπησης», πραγματοποιώντας τη σύζευξη με τις γειτονικές της χώρες. Η τελευταία θα είναι ευθύνη του ΑΔΜΗΕ και θα δημιουργηθεί από τον Διαχειριστή (βλ. Διάγραμμα 31).

Διάγραμμα 31: Δημιουργία Τεσσάρων Νέων Αγορών και Καταμερισμός Αρμοδιοτήτων

	SPOT Markets			Derivative Markets	
Functions	Day Ahead	Intraday	Balancing	Physical Delivery	Cash Settlement
Trading	Energy Exchange	Energy Exchange	ADMIE	Energy Exchange	Energy Exchange
Clearing*	Energy Clear	Energy Clear	Energy Clear	ATHEX Clear	ATHEX Clear
Settlement	Energy Clear	Energy Clear	ADMIE	ATHEX Clear	ATHEX Clear
Technical and Operational Support	ATHEX	ATHEX	ADMIE	ATHEX	ATHEX

Πηγή: ΔΑΜΗΕ

Για να υλοποιηθεί το παραπάνω σχέδιο πρέπει να ιδρυθούν δύο νέες εταιρείες, με την πρώτη να αναλαμβάνει την παροχή υπηρεσιών διαπραγμάτευσης στις τρεις πρώτες αγορές και τη δεύτερη την εκκαθάριση, τον διακανονισμό και τη διαχείριση του χρηματοοικονομικού κινδύνου. Ένα από τα ερωτήματα που μένει να απαντηθεί είναι αν η δεύτερη εταιρεία θα αναλάβει την εκκαθάριση όλων των αγορών ή αν ειδικά την αγορά παραγωγών θα την αναλάβει η Athex Clear, η οποία διαθέτει ήδη την απαιτούμενη πιστοποίηση.

Όσον αφορά τη μετοχική τους σύνθεση, συμμετοχή σε αυτήν θα έχουν ο ΔΑΠΕΕΠ (πρώην ΛΑΓΗΕ, «Διαχειριστής ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ)», βλ. παρακάτω) και το Χρηματιστήριο Αθηνών, ενώ θεωρείται πιθανό το ίδιο να συμβεί και με τον ΔΑΜΗΕ. Επίσης, έχουν κληθεί να συμμετάσχουν και οι παράγοντες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να έχουν λόγο και ρόλο στη διαμόρφωση του νέου πλαισίου.

Για τη συνδιαμόρφωση του πλαισίου, ο ΔΑΠΕΕΠ και το Χρηματιστήριο Αθηνών θα επιδιώξουν στη μετοχική σύνθεση των εταιρειών να «αποτυπώνεται» εξαρχής η σχεδιαζόμενη επέκταση του Χρηματιστηρίου Ηλεκτρικής Ενέργειας σε άλλα προϊόντα, όπως το φυσικό αέριο και ο μελλοντικός διευρυμένος ρόλος στις ενεργειακές αγορές των Βαλκανίων και της Κύπρου.

Το Χρηματιστήριο Ενέργειας, το οποίο ιδρύθηκε τον Ιούνιο του 2018 υπο την επωνυμία «Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας Α.Ε.» (EXE), είναι μια σημαντική και δομική αλλαγή για την εγχώρια αγορά ενέργειας. Μεταξύ των πολλών αλλαγών που θα επιφέρει, σχετίζεται έμμεσα άλλα ουσιαστικά και με τον στόχο της μείωσης του μεριδίου της ΔΕΗ στη λιανική καθώς, σύμφωνα με παραδείγματα από αγορές του εξωτερικού, μπορεί να αποτελέσει βασική προϋπόθεση ανταγωνισμού στην εμπορία και προμήθεια ενέργειας.

Το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας δε θα είναι, τουλάχιστον σε πρώτη φάση, μια αγορά ανοιχτή σε επενδυτές, αλλά περισσότερο ένας φορέας που θα αναλάβει την οργάνωση και διαχείριση των αγορών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Στην πραγματικότητα, το ενεργειακό χρηματιστήριο θα είναι ο διάδοχος του σημερινού ΛΑΓΗΕ και θα αναλάβει τη διεκπεραίωση των ενεργειακών συναλλαγών, δηλαδή θα αποτελέσει την αγορά στην οποία παραγωγοί και έμποροι ενέργειας θα συναλλάσσονται. Το ενεργειακό χρηματιστήριο θα έχει την ευθύνη για το trading στην προθεσμιακή, την προημερήσια και την ενδοημερήσια αγορά, ενώ η αγορά εξισορρόπησης θα λειτουργεί από τον ΔΑΜΗΕ, αλλά η εκκαθάρισή της θα γίνεται από το χρηματιστήριο. Μεταξύ άλλων, η EXE θα διενεργεί την εκκαθάριση των ποσοτήτων πώλησης και αγοράς ενέργειας, θα υπολογίζει τη χρηματική αξία, θα αναλαμβάνει και θα διαχειρίζεται τον πιστωτικό κίνδυνο των συναλλαγών και θα ασκεί το διακανονισμό στις αγορές. Η EXE, με μετοχικό κεφάλαιο €5 εκατ., θα έχει μετόχους τον ΔΑΠΕΕΠ με ποσοστό 22%, τον ΔΑΜΗΕ με 20%, τον ΔΕΣΦΑ με 7%, την ΕΧΑΕ με 31% και την ΕΒΡΔ με 20%.

Αξίζει, επίσης, να αναφερθεί ότι στα τέλη Ιουνίου του 2018 έλαβε χώρα η Έκτακτη Γενική Συνέλευση του ΛΑΓΗΕ, με την οποία εγκρίθηκε το νέο καταστατικό της εταιρείας, σύμφωνα με το οποίο τροποποιείται η επωνυμία της σε «Διαχειριστή ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ)» και επαναπροσδιορίζεται ο σκοπός της εταιρείας. Σύμφωνα με σχετική ανακοίνωση, ο ΔΑΠΕΕΠ διαχειρίζεται τις ΑΠΕ και την Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (Σύστημα Μεταφοράς και Δίκτυο Διανομής Ηπειρωτικής Χώρας και Διασυνδεδεμένων Νήσων) καθώς και τις Εγγυήσεις Προέλευσης ηλεκτρικής ενέργειας που έχει παραχθεί από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ.

Ο ΔΑΠΕΕΠ εστιάζοντας αποκλειστικά πλέον στον τομέα των ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, σε συνεργασία με τους αντίστοιχους παραγωγούς, θα ενδυναμώσει και θα επιταχύνει την προσπάθεια για:

- Την εξασφάλιση της βιωσιμότητας των υφιστάμενων επενδύσεων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ.
- Την αύξηση της διείσδυσης νέων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ με εξασφαλισμένη τη βιωσιμότητά τους.
- Την εκπροσώπηση των ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και περιβαλλοντικών προϊόντων προς όφελος τόσο των αντίστοιχων επενδυτών όσο και των καταναλωτών με τη διαμόρφωση προσιτών τιμών σε αυτούς.
- Την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και των συνεπειών της.

Επίσης, ο ΔΑΠΕΕΠ ως φορέας ενισχύσεων και της ενεργοβόρου Βιομηχανίας (Carbon Leakage, κ.α.) θα συνεχίσει το έργο του και τη συμβολή του στην ενίσχυση της ανταγωνιστικότητάς της.

Στην παρούσα μορφή της, η ελληνική αγορά ηλεκτρισμού βασίζεται στην υποχρεωτική χονδρεμπορική αγορά (Mandatory pool) από την οποία οι προμηθευτές ρεύματος προμηθεύονται ενέργεια για τις ανάγκες του όγκου των καταναλωτών τους μέσω του προ-ημερήσιου προγραμματισμού (ΗΕΠ). Μέσω αυτού του μηχανισμού τα περιθώρια ουσιαστικής διαφοροποίησης του ενεργειακού κόστους για τους παίκτες της αγοράς είναι ελάχιστα, αφού όλοι λαμβάνουν την ίδια τιμή, γνωστή ως οριακή τιμή συστήματος (ΟΤΣ²⁴), η μέση τιμή της οποίας διαμορφώθηκε στα €54,7/MWh το 2017. Τα προϊόντα τύπου NOME είναι μια προσπάθεια σε αυτή την κατεύθυνση, προσφέρουν όμως περιορισμένη και ενδεχομένως μη βιώσιμη ελάφρυνση του κόστους για τους ανεξάρτητους προμηθευτές.

Ακολούθως ελάχιστα είναι και τα περιθώρια της ουσιαστικής διαφοροποίησης των προσφερόμενων τιμών στους καταναλωτές, με αποτέλεσμα τον σχετικά αναιμικό ανταγωνισμό. Ειδικά οι μη καθετοποιημένοι προμηθευτές, των οποίων το χαρτοφυλάκιο επικεντρώνεται στην εμπορία και προμήθεια και δεν αντισταθμίζεται από μερίδιο και στην παραγωγή ενέργειας, έχουν περιορισμένες δυνατότητες ελιγμών ώστε να υποστηρίξουν ανταγωνιστικά τιμολόγια.

Ένα σημαντικό ζήτημα είναι η έλλειψη φορέα εκκαθάρισης, το οποίο έχει ως αποτέλεσμα οι διαχειριστές να αναλαμβάνουν την ευθύνη για την διαχείριση του κινδύνου, την πιστωτική κάλυψη, την εκκαθάριση και τον διακανονισμό. Όπως, όμως, επισημαίνεται από τη ΡΑΕ, οι διαχειριστές δεν έχουν την αναγκαία τεχνική γνώση και εξειδίκευση που απαιτείται για την διαχείριση κινδύνου, αλλά και τα κατάλληλα και εξειδικευμένα μοντέλα διαχείρισης αυτού. Επίσης, οι συμμετέχοντες υποχρεούνται

να καταθέτουν εγγυήσεις για την συμμετοχή τους στην αγορά όταν ο κάθε διαχειριστής έχει την δική του μεθοδολογία για τον υπολογισμό των εγγυήσεων. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα αυξημένο κόστος συμμετοχής στην αγορά χωρίς την δυνατότητα συμψηφισμού θέσεων, αλλά και έκθεση των διαχειριστών σε πιστωτικό κίνδυνο. Ένα ακόμη σημαντικό θέμα είναι η χρονοβόρα εκκαθάριση και διακανονισμός των συναλλαγών, που πραγματοποιούνται συνήθως στο M+1, το οποίο κατά συνέπεια οδηγεί σε ετεροχρονισμό συναλλαγών και προβλήματα στο κεφάλαιο κίνησης των συμμετεχόντων. Όσον αφορά την ρευστότητα αγοράς, αυτή βρίσκεται σε πολύ χαμηλά επίπεδα λόγω κυρίως των ανείσπρακτων οφειλών των πελατών της ΔΕΗ, δημιουργώντας με αυτόν τον τρόπο προβλήματα ρευστότητας σε όλη την αλυσίδα συναλλαγών της αγοράς.

Ο φορέας εκκαθάρισης, όταν δημιουργηθεί και λειτουργήσει ως κεντρικός αντισυμβαλλόμενος για τις αγορές επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας, θα αναλάβει το ρόλο αγοραστή έναντι κάθε πωλητή και τον ρόλο του πωλητή έναντι κάθε αγοραστή για τις ανάγκες εκκαθάρισης των οικονομικών συναλλαγών και διακανονισμού του. Ο συγκεκριμένος ρόλος του φορέα εκκαθάρισης θα οδηγήσει σε μείωση του κόστους συμμετοχής στην αγορά, αφού ο ίδιος θα συμψηφίζει τις θέσεις του κάθε συμμετέχοντα σε κάθε αγορά (netting offsetting positions), αλλά και στην ύπαρξη εξειδικευμένου προσωπικού και χρήση εξειδικευμένων μοντέλων για την διαχείριση του κινδύνου. Επιπλέον, θα υπάρχει ενιαία μεθοδολογία διαχείρισης κινδύνου για κάθε συμμετέχοντα για κάθε αγορά και συναφείς πιστωτικές γραμμές, αλλά και εκκαθάριση συναλλαγών εντός λίγων εργάσιμων ημερών με κύριο πλεονέκτημα τον καθημερινό προσδιορισμό «κεντρικής» καθαρής θέσης (ποσότητες και €) και των απαιτούμενων ασφαλειών (εγγυήσεις).

Το ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας στην ωρίμανσή του μπορεί να προσφέρει μια πλατφόρμα ανάληψης και διαχείρισης ρίσκου για τους νέους παίκτες της αγοράς και να τους δώσει τη δυνατότητα να διαφοροποιήσουν τα κόστη τους, την τιμολογιακή τους πολιτική και να υποστηρίξουν καινοτόμες και ανταγωνιστικές προσφορές για τους καταναλωτές. Με αυτό τον τρόπο θα μπορέσουν δυναμικά να διεκδικήσουν στην αγορά και να αποσπάσουν σημαντικά μερίδια από τον κυρίαρχο παίκτη, τη ΔΕΗ.

Τέλος, αξίζει να αναφερθεί ότι η Ελλάδα έχει σημειώσει σημαντική πρόοδο στη θέσπιση ενός κανονιστικού πλαισίου όσον αφορά την παραγωγική ικανότητα και το άνοιγμα των αγορών λιανικής στα ΜΔΝ. Τα καλά ποσοστά εναλλαγής των καταναλωτών στην Κρήτη και τη Ρόδο καταδεικνύουν ότι αυτές οι μεταρρυθμίσεις έχουν αποτέλεσμα.

²⁴ Η ΟΤΣ είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και είναι εκείνη που εισπράττουν όσοι εγγέουν ενέργεια στο Σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από αυτό για να τη διαθέτουν στη λιανική αγορά, δηλαδή σε οικιακούς καταναλωτές και επιχειρήσεις.

(β) Εγκαίνια της πρώτης φάσης της ηλεκτρικής διασύνδεσης των Κυκλάδων με το ηπειρωτικό σύστημα της χώρας

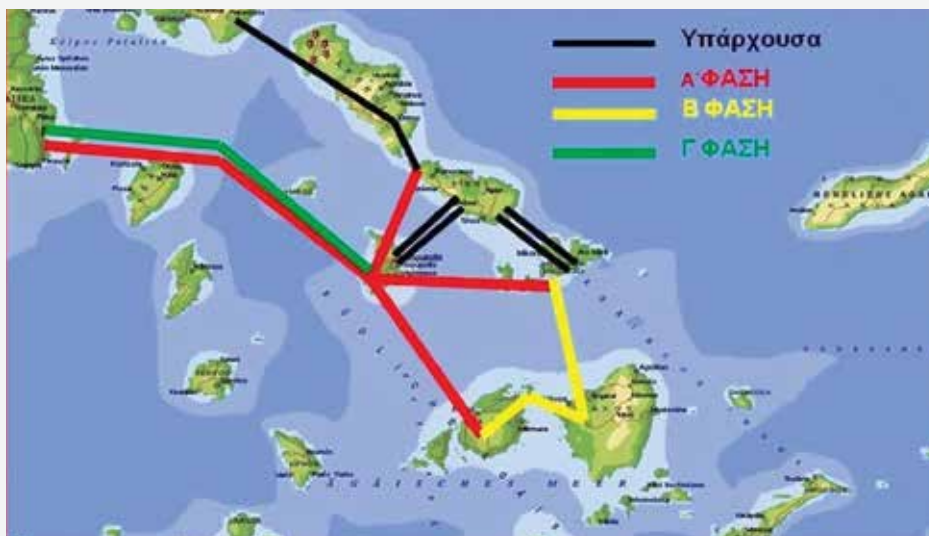
Τον Μάρτιο του 2018, πραγματοποιήθηκαν τα εγκαίνια της πρώτης φάσης της ηλεκτρικής διασύνδεσης των Κυκλάδων με το ηπειρωτικό σύστημα της χώρας, που αποτελεί ένα μέρος του φιλόδοξου σχεδιασμού για την ηλεκτρική διασύνδεση των νησιών που οραματίστηκαν οι μηχανικοί της ΔΕΗ από τα τέλη της δεκαετίας του 1970 και άρχισε να υλοποιείται με καθυστερήσεις δεκαετιών από τη δεκαετία του 1990. Μόνο από τη διασύνδεση της πρώτης φάσης των Κυκλάδων, που περιλαμβάνει τα νησιά Πάρο, Μύκονο, Τήνο και Σύρο, η οποία ολοκληρώθηκε επιτυχώς, το κόστος του ηλεκτρικού ρεύματος θα περιοριστεί για το σύνολο των καταναλωτών της χώρας που επιβαρύνονται με τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφελείας (ΥΚΩ) κατά €80 εκατ. ετησίως και σε ορίζοντα 20ετίας κατά €2,7 δισ., σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ που υλοποιεί τα έργα της διασύνδεσης.

Πρόσθετο όφελος αποτελεί η μείωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος των νησιών από την παύση της λειτουργίας των ρυπογόνων πετρελαϊκών μονάδων της ΔΕΗ, ενώ δημιουργούνται συνθήκες για την αξιοποίηση του αιολικού και ηλιακού δυναμικού των νησιών. Για τον μεγαλύτερο αριθμό νησιών της χώρας, ωστόσο, η ηλεκτρική διασύνδεση εξακολουθεί να αποτελεί όραμα.

Η δεύτερη φάση περιλαμβάνει τις συνδέσεις Πάρου - Νάξου και Νάξου - Μυκόνου καθώς και την αναβάθμιση της σύνδεσης μεταξύ Ανδρου και Ν. Εύβοιας και προβλέπεται να ολοκληρωθεί στις αρχές του 2019. Η τρίτη φάση περιλαμβάνει την πόντιση δευτέρου καλωδίου μεταξύ Λαυρίου και Σύρου με προβλεπόμενη ημερομηνία ολοκλήρωσης το 2020. Η αρμόδια επιτροπή που έχει συστήσει η ΡΑΕ για να εξετάσει τις δυνατότητες διασύνδεσης των νησιών έχει προτείνει και τέταρτη φάση για τις Κυκλάδες, που περιλαμβάνει τις εξής διασυνδέσεις:

- Πάρος - Σαντορίνη - Φολέγανδρος - Μήλος - Σίφνος - Σύρος
- Νάξος - Δονούσα, Νάξος - Σχοινούσα - Αμοργός και Κουφονήσι - Σχοινούσα - Ηρακλεία
- Πάρος - Ιος - Σίκινος - Φολέγανδρος
- Σίφνος - Σέριφος - Κύθνος
- Λαύριο - Κέα
- Σαντορίνη - Ανάφη - Αστυπάλαια.

Χάρτης 13: Ηλεκτρική Διασύνδεση των Κυκλάδων



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Για τα Δωδεκάνησα, η εισήγηση προβλέπει την κατασκευή διασύνδεσης Λαυρίου - Κω και διακλάδωση από την Κω προς Κάλυμνο και Ρόδο. Εναλλακτικά, εξετάζεται η διασύνδεση μέσω Κρήτης. Για τα νησιά του Ανατολικού Αιγαίου, αν και προκρίνεται ως οικονομικότερη η λύση της κατασκευής νέων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο, εξετάζονται δύο εναλλακτικές διασυνδέσεων: Αλιβέρι - Σκύρος - Μυτιλήνη, Μυτιλήνη - Χίος - Σάμος και Μυτιλήνη - Λήμνος - Αγ. Ευστράτιος ή, εναλλακτικά, να γίνει απευθείας η διασύνδεση Αλιβέρι - Μυτιλήνη και ξεχωριστά Αλιβέρι - Σκύρος.

(γ) Διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα της χώρα

Στη γραμμή αφετηρίας εισήλθε στις αρχές Απριλίου του 2018 η διασύνδεση της Κρήτης με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ), με τη δημοσιοποίηση των τευχών δημοπράτησης για τους διαγωνισμούς για την κατασκευή του υποθαλάσσιου καλωδίου που θα συνδέσει την Πελοπόννησο με την Κρήτη και των δυο τερματικών σταθμών.

Η πρώτη φάση της διασύνδεσης της Κρήτης, έργο συνολικού προϋπολογισμού €324 εκατ. που σχεδιάζεται να συγχρηματοδοτηθεί από το ΕΣΠΑ 2014-20, θα υλοποιηθεί από τον ΑΔΜΗΕ, ο οποίος υπό το νέο ιδιοκτησιακό του καθεστώς (με δημόσιο έλεγχο και την State Grid Corporation of China ως στρατηγικό επενδυτή) επιτάχυνε σημαντικά τις διαδικασίες. Η ολοκλήρωση του project, που αναμένεται εντός του 2020, όχι μόνο θα συνδράμει αποφασιστικά στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της Κρήτης, αλλά και θα οδηγήσει σε μεγάλη ελάφρυνση των καταναλωτών όλης της χώρας από τις χρεώσεις Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ), που λόγω της μη διασύνδεσης της Κρήτης επιβαρύνονται κατά μέσο όρο με €300 εκατ. ετησίως.

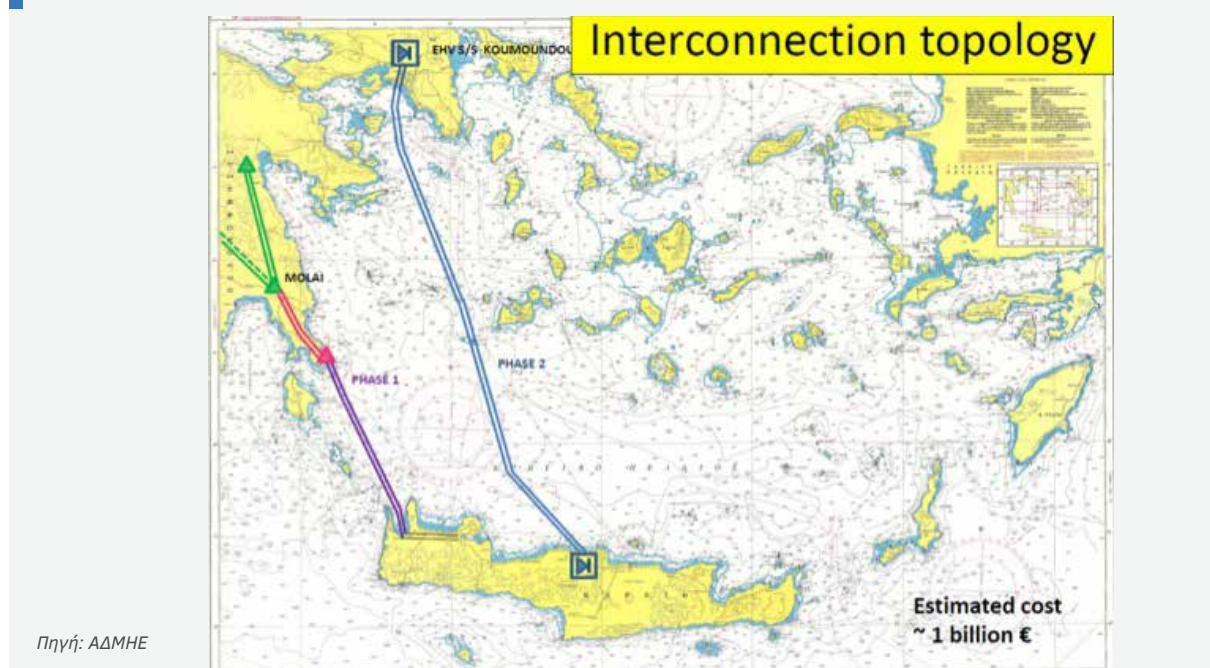
Ο ΑΔΜΗΕ προκήρυξε διεθνή ανοιχτό διαγωνισμό, με τη χρήση ηλεκτρονικού πλειστηριασμού για το έργο «Μελέτη, Προμήθεια και Εγκατάσταση Συστήματος Υποβρυχίων και Υπογείων Καλωδίων δυο κυκλωμάτων για τη Διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ». Το κριτήριο ανάθεσης θα είναι η πλέον συμφέρουσα από οικονομικής απόψεως προσφορά, με βάση αποκλειστικά την χαμηλότερη τιμή. Το έργο έχει χωριστεί σε τρία τμήματα, με στόχο την προώθηση του ανταγωνισμού και την επίτευξη των βέλτιστων οικονομικών και τεχνικών όρων για το

κάθε τμήμα. Ξεχωριστός διαγωνισμός θα διενεργηθεί για την κατασκευή νέου τερματικού σταθμού στη Νοτιοανατολική Πελοπόννησο και την επέκταση του υφιστάμενου Υποσταθμού στην περιοχή των Χανίων.

Πάντως, η λεγόμενη «μικρή» ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης, μέσω Πελοποννήσου, εισήλθε σε φάση υλοποίησης, καθώς ολοκληρώθηκε η αξιολόγηση των προσφορών και αναδείχθηκαν οι μειοδότες για τα επιμέρους τμήματα του έργου. Όπως ανακοίνωσε ο ΑΔΜΗΕ στις 21 Σεπτεμβρίου, μειοδότη για το πρώτο (δυτικό) κύκλωμα της υποβρύχιας διασύνδεσης Πελοποννήσου-Κρήτης και τις υπόγειες διασυνδέσεις της Πελοποννήσου, ανακηρύχθηκε η εταιρεία FULGOR AE έναντι τιμήματος €140,2 εκατ. Για το δεύτερο (Ανατολικό) κύκλωμα της υποβρύχιας διασύνδεσης, ανακηρύχθηκε η εταιρεία Prysmian Powerlink έναντι τιμήματος €125,9 εκατ. Επιπλέον, για τις υπόγειες διασυνδέσεις της Κρήτης στο πλαίσιο της διασύνδεσής της με την Πελοπόννησο, μειοδότησε η εταιρεία Ελληνικά Καλώδια ΑΕ έναντι τιμήματος €41,09 εκατ. Στις 27 Νοεμβρίου 2018, υπογράφηκαν οι σχετικές συμβάσεις μεταξύ του ΑΔΜΗΕ και της κοινοπραξίας που έχει αναλάβει το έργο. Αξίζει να αναφερθεί ότι στις 10 Δεκεμβρίου υπεγράφη η σύμβαση για την κατασκευή της «μικρής» διασύνδεσης της Κρήτης με την Πελοπόννησο.

Η δεύτερη φάση της διασύνδεσης της Κρήτης, μέσω Αττικής, παραμένει επί του παρόντος στο χρονικό ορίζοντα του 2023, με ανοιχτό το ενδεχόμενο επίσπευσής της κατά ένα ή δύο χρόνια. Κάτι που συνδέεται και με την υλοποίηση του έργου διασύνδεσης Κύπρου-Ελλάδας μέσω Κρήτης, το χρονοδιάγραμμα του οποίου προβλέπει την ολοκλήρωση του τμήματος Αττική-Κρήτη το 2021.

Χάρτης 14: Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα της Ελλάδας



(δ) Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας έχει τη δυνατότητα μετάθεσης μεγάλων ή μικρών ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας (ανάλογα με την τεχνολογία αποθήκευσης) από περιόδους που η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μόνο από ΑΠΕ βρίσκεται σε πλεόνασμα ή σε περιόδους ελλειμματικής παραγωγής και παρουσιάζει αρκετά γρήγορους ρυθμούς απόκρισης.

Σήμερα, υπάρχουν διαθέσιμες διάφορες τεχνολογίες αποθήκευσης σε διαφορετικούς βαθμούς ωρίμανσης για την είσοδο στην αγορά, που ανταποκρίνονται περισσότερο ή λιγότερο στα παραπάνω δύο χαρακτηριστικά, όπως η αποθήκευση μηχανικής ενέργειας (υδροηλεκτρικές μονάδες με αντλησιοταμίευση (pumped hydro)), συστήματα πεπιεσμένου αέρα (compressed air energy storage (CAES)), χημικής ενέργειας (κυψέλες καυσίμου (fuel cells)), ηλεκτρόλυση (electrolysis), κά), ηλεκτρικής ενέργειας, ηλεκτροχημικής ενέργειας (μπαταρίες (batteries), μπαταρίες ροής (flow batteries)), θερμικής ενέργειας με δεξαμενές τετηγμένου άλατος.

Λόγω των ιδιοτεροτήτων των αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας, συμπεριλαμβανομένων του υψηλού κόστους καυσίμου και της έλλειψης ηλεκτρικών διασυνδέσεων, η χρήση της αποθήκευσης σε αυτά τα συστήματα αποτελεί πολλές φορές τη μόνη διαθέσιμη και οικονομικά ελκυστική επιλογή για την αξιοποίηση της περίσσειας παραγωγής ΑΠΕ. Από τις ανωτέρω τεχνολογίες, οι υδροηλεκτρικές μονάδες με αντλησιοταμίευση αποτελούν την πλέον τεχνολογικά ώριμη επιλογή για την αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας. Στην Ελλάδα, προβλέπεται μια σημαντική διείσδυση των συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας κατά την επόμενη πενταετία, κυρίως στον νησιωτικό χώρο, αφού βάσει Κοινοτικών Οδηγιών θα πρέπει σταδιακά και μέχρι το 2022 το αργότερο να έχουν καταργηθεί οι πετρελαϊκές μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού.

(ε) Ηλεκτροκίνηση στην Ελλάδα

Στην χώρα μας, η χρήση των εναλλακτικών καυσίμων στον τομέα των μεταφορών είναι εξαιρετικά περιορισμένη. Η χρήση του ηλεκτρικού ρεύματος στον τομέα των μεταφορών ανήλθε μόλις στο 0,5% της συνολικής ζήτησης ενέργειας του κλάδου για το 2015, σύμφωνα με στοιχεία του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας.

Το 0,8% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για το 2015 προήλθε από τον κλάδο των μεταφορών και σχεδόν αποκλειστικά από μέσα σταθερής τροχιάς. Είναι εμφανές ότι η ηλεκτροκίνηση βρίσκεται πίσω στη χώρα μας κυρίως λόγω έλλειψης υποδομών φόρτισης και ελλιπούς ενημέρωσης για τα οφέλη της ηλεκτροκίνησης. Συγκεκριμένα, το 2016, η εγχώρια αγορά απαριθμούσε συνολικά

397 ηλεκτρικά οχήματα εκ των οποίων 146 ήταν τα ελαφρά επιβατηγά με 124 ηλεκτρικές μοτοσυκλέτες και 113 ηλεκτροκίνητα τρίκυκλα.

Η προσπάθεια της Ελλάδας να προωθήσει την ηλεκτροκίνηση ξεκίνησε το 2010 με φοροαπαλλαγές των πρώιμων ηλεκτρικών οχημάτων. Σήμερα, το κύριο κίνητρο στην αγορά του ηλεκτρικού οχήματος είναι η αναδιαμόρφωση των τελών κυκλοφορίας σε ένα σύστημα φορολόγησης των εκπομπών (CO₂/km) χρήσης των οχημάτων. Η χώρα μας, λόγω οικονομικής αδυναμίας καθυστέρησε να προχωρήσει σε απαραίτητες για την προώθηση της ηλεκτροκίνησης επιδοτήσεις, όπως οι Ευρωπαϊκές οικονομίες του Βορρά, ενώ ακολουθεί ένα συντηρητικό πρόγραμμα σε εναρμόνιση με την Ευρωπαϊκή Οδηγία (2014/94/EU) με κύριο στόχο την αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στον τομέα των μεταφορών στο 10% το 2020.

Η Ελληνική κυβέρνηση βρίσκεται στην διαδικασία εισαγωγής κατάλληλου θεσμικού πλαισίου για την ανάπτυξη των υποδομών φόρτισης και την περιγραφή του τρόπου λειτουργίας και διαχείρισής τους. Στη χώρα μας, υπάρχουν ήδη 17 σταθμοί φόρτισης που διαθέτουν 27 θέσεις φόρτισης συμμετέχοντας στο πανελλαδικό δίκτυο Fortizo. Οι περισσότεροι από αυτούς βρίσκονται στην Αθήνα, όπου βρίσκεται και ο κύριος όγκος του εγχώριου στόλου ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Τουλάχιστον ένας σταθμός φόρτισης αναμένεται να εγκατασταθεί σε κάθε νησί (διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό σύστημα ή μη), το οποίο έχει μία μέση ζήτηση αιχμής μεγαλύτερη του 1 MW. Ειδικά για τα νησιά της Κρήτης και της Ρόδου, προβλέπονται 35 και 10 σταθμοί φόρτισης αντίστοιχα.

Το Ινστιτούτο Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (IENE) έκρινε πως είναι αναγκαία η συνεισφορά του στην μελέτη και προώθηση της τεχνολογίας των ηλεκτρικών οχημάτων στην Ελλάδα. Στο πλαίσιο της ερευνητικής αυτής δραστηριότητας, το Ινστιτούτο πραγματοποίησε μελέτη, τύπου multi-client, με τίτλο «Η Ανάπτυξη της Αγοράς Ηλεκτρικών Οχημάτων στην Ελλάδα και Δυνατότητες Εμπορικής Εκμετάλλευσης (M47)», με τη συμμετοχή και οικονομική υποστήριξη κορυφαίων ενεργειακών επιχειρήσεων.

Η συγκεκριμένη μελέτη αποτελεί μια προεπισκόπηση της αγοράς των ηλεκτρικών οχημάτων και των σχετικών τεχνολογιών υποστήριξής τους (συσσωρευτές, φόρτιση) και αποσκοπεί τόσο στην ενημέρωση του εγχώριου επιχειρηματικού κλάδου για τις εξελίξεις στις τεχνολογίες αιχμής και την ευρύτερη τεχνολογική προοπτική της ηλεκτροκίνησης, όσο και στην διερεύνηση και αναγνώριση επιχειρηματικών ευκαιριών. Επίσης, περιλαμβάνει σενάρια για προβλέψεις στην αγορά της ηλεκτροκίνησης, ενώ περιγράφει τη σχετική νομοθεσία υποστήριξής της, συμπεριλαμβανομένων πολιτικών και σχεδιασμών εναρμόνισης με ευρωπαϊκούς περιβαλλοντικούς στόχους (Paris Agreement). Εξετάζονται, επίσης, οι προοπτικές

για επιπλέον κίνητρα για τους καταναλωτές, καθώς και η ετοιμότητα της αυτοκινητοβιομηχανίας να ανταποκριθεί στην ραγδαία αύξηση της ζήτησης των ηλεκτρικών οχημάτων. Παράλληλα, εξετάζεται η προοπτική ευελιξίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με την διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων τόσο στην Ελληνική αγορά όσο και σε αυτές των άλλων χωρών της ΝΑ Ευρώπης. Στο σκέλος αυτό της μελέτης διερευνάται ο ρόλος των ηλεκτρικών οχημάτων ως μέσο αποθήκευσης ενέργειας, οι επιπτώσεις τους στην ηλεκτροπαραγωγή και την διαχείρισή της και τα περιβαλλοντικά οφέλη τους σε παράλληλη ανάπτυξη με τις ΑΠΕ.

Η μελέτη, επίσης, διερευνά δυνατότητες για επενδύσεις, για την υποστήριξη και την εκμετάλλευση της αγοράς, ενώ εξετάζει και τρόπους εμπορικής εκμετάλλευσης της ηλεκτροκίνησης. Εξετάζεται ο σχεδιασμός υποδομών φόρτισης και service με βάση την τρέχουσα τεχνογνωσία και τις ιδιαιτερότητες της εγχώριας αγοράς. Τέλος, η μελέτη διερευνά τις επιπτώσεις στην εθνική οικονομία, όπως νέες θέσεις εργασίας και νέες οικονομικές δραστηριότητες, και προτείνει σχέδια ενημέρωσης και ευαισθητοποίησης του κοινού για την επιτάχυνση της διείσδυσης των νέων τεχνολογιών αυτοκίνησης. Επίσης, το ΙΕΝΕ δημοσίευσε σχετικό Working Paper (No 24²⁵) τον Σεπτέμβριο του 2018 όσον αφορά τις προοπτικές της ηλεκτροκίνησης και τις επενδυτικές ευκαιρίες στη ΝΑ Ευρώπη βασιζόμενο στην προαναφερθείσα μελέτη.

(στ) Έξυπνα Δίκτυα στην Ελλάδα

Έξυπνο Δίκτυο (smart grid) είναι το ηλεκτρικό δίκτυο που εξυπηρετεί με υψηλή αξιοπιστία, ποιότητα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και με οικονομικό τρόπο όλους τους χρήστες, οι οποίοι είναι συνδεδεμένοι σε αυτό, παραγωγούς και καταναλωτές, με στόχο την αποδοτική χρήση της ενέργειας.

Το Επιχειρησιακό Σχέδιο του ΔΕΔΔΗΕ για την περίοδο 2016-2020 προβλέπει συνολικές επενδύσεις €1,25 δις. Το συγκεκριμένο Σχέδιο περιλαμβάνει 12 στρατηγικά έργα που αποτελούν τον πυρήνα, αλλά και τον καταλύτη για τον εκσυγχρονισμό του ΔΕΔΔΗΕ, καλύπτοντας ένα ευρύ φάσμα χρήσης νέων τεχνολογιών, όπως τα έξυπνα δίκτυα και η τηλεμέτρηση.

Σύμφωνα με τον κ. Νίκο Χατζηαργυρίου, Πρόεδρο και Διευθύνοντα Σύμβουλο του ΔΕΔΔΗΕ, τέσσερα έργα τηλεχειρισμών και αυτοματισμών περιλαμβάνονται στη **πρώτη ομάδα στρατηγικών έργων**:

1. Εκσυγχρονισμός του ελέγχου των δικτύων της Αττικής και συγκέντρωσή τους σε ένα ενιαίο Κέντρο Ελέγχου
2. Δημιουργία Κέντρου Ελέγχου των δικτύων των Νησιών
3. Εκσυγχρονισμός και συγκέντρωση των Κέντρων

Ελέγχου της λοιπής χώρας σε τρία περιφερειακά Κέντρα

4. Εγκατάσταση των αναγκαίων στοιχείων τηλεχειρισμού, αυτοματισμού και τηλεποπτείας, ώστε τα προαναφερθέντα Κέντρα Ελέγχου να διαχειρίζονται αποτελεσματικά τα δίκτυα όλης της χώρας και να τηλεελέγχουν τους βασικούς διακόπτες τους.

Η ολοκλήρωση των συγκεκριμένων έργων θα επιφέρει στον καταναλωτή πολλά και σημαντικά οφέλη, κυρίως μέσω της βελτίωσης της ποιότητας ενέργειας, του περιορισμού των τεχνικών απωλειών και της εξοικονόμησης δαπανών λειτουργίας και συντήρησης λόγω της συγκέντρωσης τεχνικών εργασιών.

Η **δεύτερη ομάδα στρατηγικών έργων** περιλαμβάνει τα ακόλουθα δύο έργα εξυπηρέτησης:

1. Εγκατάσταση και λειτουργία νέου μηχανογραφικού Συστήματος Εξυπηρέτησης Πελατών
2. Εγκατάσταση τριών Συστημάτων Τηλεεξυπηρέτησης σε Αθήνα, Θεσσαλονίκη και Πάτρα

Τα οφέλη για τους πελάτες θα είναι πολλά, κυρίως στην ποιότητα εξυπηρέτησης και ενημέρωσής τους, ενώ αναμένεται να υπάρξει σημαντική εξοικονόμηση δαπανών λόγω της συγκέντρωσης εργασιών και της τηλεεξυπηρέτησης. Βεβαίως, το σημαντικότερο εμπόδιο είναι το μεγάλο πλήθος παραστατικών από δημόσιες υπηρεσίες που απαιτούνται για τη σύνδεση στο δίκτυο. Χωρίς τον περιορισμό της γραφειοκρατίας και την απλούστευση των παραστατικών, η τηλεεξυπηρέτηση δεν θα μπορεί να ολοκληρωθεί για το σύνολο των αιτημάτων.

Επίσης, στόχος του ΔΕΔΔΗΕ είναι η καλύτερη και οικονομικότερη διαχείριση των ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ, αλλά και η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ. Στο πλαίσιο αυτό, εντάσσονται τα ακόλουθα δύο έργα:

1. Δημιουργία υποδομών ΜΔΝ για την τήρηση του σχετικού Κώδικα και για την λειτουργία της αγοράς ΜΔΝ
2. Ανάπτυξη «έξυπνων νησιών», δηλαδή λειτουργία νησιών με διείσδυση ΑΠΕ που θα υπερβαίνει το 50-60%

Το πρώτο έργο είναι αναγκαίο για την λειτουργία της αγοράς των ΜΔΝ και αποτελεί ρυθμιστική υποχρέωση με βάση τις διατάξεις του Κώδικα ΜΔΝ. Επίσης, αναμένεται να συμβάλλει στη βελτίωση της διαχείρισης και αξιοποίησης των ηλεκτρικών συστημάτων των νησιών, με αντίστοιχη εξοικονόμηση των δαπανών τους. Και τα δύο έργα θα βοηθήσουν πολύ στην περαιτέρω ανάπτυξη των ΑΠΕ στα νησιά, περιορίζοντας μακροπρόθεσμα το κόστος και την εξάρτηση από εισαγόμενα καύσιμα για την ηλεκτροδότησή τους. Όσον αφορά

²⁵ <https://www.iene.eu/new-iene-working-paper-on-electric-vehicle-market-in-se-europe-p4595.html>

τον εκσυγχρονισμό της διαχείρισης των κύριων τεχνικών δραστηριοτήτων του ΔΕΔΔΗΕ, θα γίνουν τα ακόλουθα δύο έργα:

1. Εγκατάσταση συστήματος γεωγραφικών πληροφοριών, δηλαδή πλήρης ψηφιακή αποτύπωση όλων των δικτύων.
2. Τηλεμέτρηση χαμηλής τάσης, που αφορά την κατασκευή κεντρικού συστήματος τηλεμέτρησης και προμήθεια, εγκατάσταση και ένταξη σε αυτό 170.000 μετρητικών διατάξεων.

Στόχος της Ελλάδας, σύμφωνα με τον Νόμο 4001/2011, είναι η αντικατάσταση τουλάχιστον του 80% των παλιών μετρητών («ρολόγια», όπως είναι γνωστοί) με έξυπνους μετρητές μέχρι το 2020. Μάλιστα, όπως έχει τονίσει ο κ. Χατζηαργυρίου, η αντικατάσταση των «ρολογιών» με έξυπνους μετρητές έχει οδηγήσει σε μηδενισμό των ρευματοκλοπών. Όπως είναι γνωστό, η συνηθέστερη μέθοδος ρευματοκλοπής είναι η επέμβαση στον μετρητή με στόχο την αλλοίωση της μέτρησης, ενώ εντοπίζονται και περιπτώσεις παράκαμψης του μετρητή (απευθείας σύνδεση του πίνακα με το δίκτυο), αυθαίρετης επανενεργοποίησης παροχών που έχουν απενεργοποιηθεί λόγω χρεών ή μετά από αίτημα των ιδίων των καταναλωτών που ζητούν οικειοθελώς την διακοπή της παροχής και στη συνέχεια συνδέονται απευθείας στο δίκτυο χωρίς να έχουν σύμβαση με προμηθευτή.

Με τη χρήση των έξυπνων μετρητών δυσχεραίνεται η «απλή» μηχανική επέμβαση στον μετρητή για την επιβράδυνση του «ρολογιού» ή την διακοπή της καταμέτρησης, αφού πλέον η καταγραφή θα γίνεται ηλεκτρονικά. Παράλληλα, η κατανάλωση θα παρακολουθείται συνεχώς και εξ' αποστάσεως, κάτι που σημαίνει ότι αν γίνει παράκαμψη του μετρητή, θα φανεί αμέσως μεγάλη και ανεξήγητη πτώση της κατανάλωσης, η οποία θα κινητοποιήσει τον έλεγχο.

Ο ΔΕΔΔΗΕ έχει εγκαταστήσει μέχρι στιγμής έξυπνους μετρητές σε 13.000 πελάτες μέσης τάσης (μεγάλες επιχειρήσεις, εμπορικές αλυσίδες, κ.α.), καθώς και σε 74.000 μεγάλους πελάτες χαμηλής τάσης που αντιπροσωπεύουν από κοινού το 36% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας. Εντός του περασμένου Σεπτεμβρίου, ο Διαχειριστής παρέλαβε τους πρώτους 224.000 έξυπνους μετρητές κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, τους οποίους αναμένεται να εγκαταστήσει σε νέες συνδέσεις, αλλά και σε αντικατάσταση παλιών ρολογιών. Με αυτήν την κίνηση η εταιρεία επιδιώκει να «τρέξει» νέο πιλοτικό πρόγραμμα τοποθέτησης μετρητών σε διάφορες περιοχές της χώρας σε σχέση με εκείνο που είχε επιλέξει με τον προηγούμενο διαγωνισμό για Αθήνα, Θεσσαλονίκη, Ξάνθη, Λέσβο, Λήμνο και Αγ. Ευστράτιο. Το σκεπτικό της διοίκησης είναι να πραγματοποιηθούν οι πρώτες εγκαταστάσεις, να αντληθούν τα αναγκαία συμπεράσματα από τη λειτουργία τους και στη συνέχεια να τεθεί σε

εφαρμογή όλο το project της αντικατάστασης και των 7,4 εκατομμυρίων μετρητών της χαμηλής τάσης.

(Ζ) «Έξυπνα» Ενεργειακά Νησιά στην Ελλάδα

Ένα «πράσινο» μοντέλο, με καινοτόμες υβριδικές τεχνολογίες, σχεδιάζει να εφαρμόσει ο ΔΕΔΔΗΕ σε νησιά των Κυκλάδων και των Δωδεκανήσων. Πρόκειται για μία διαφορετική μορφή ανάπτυξης, που θεμελιώνεται στην ενεργειακή αυτάρκεια των νησιωτικών περιοχών, η οποία βρίσκεται σε πρώιμο στάδιο, και αναμένεται να συμβαδίσει με την πολιτική διακήρυξης καθαρής ενέργειας για τα νησιά της ΕΕ, η οποία υπογράφηκε τον Μάιο του 2017 στη Βαλέτα της Μάλτας²⁶.

Στα «έξυπνα» ενεργειακά νησιά, θα εφαρμοστούν προηγμένες υβριδικές τεχνολογίες, κάνοντας χρήση εργαλείων που δίνει ο νόμος για τις ενεργειακές κοινότητες, με τους πολίτες και τους τοπικούς φορείς να αποκτούν διττό ρόλο ως καταναλωτές και ως παραγωγοί ενέργειας (prosumer, ως etυμολογική συνένωση των όρων producer και consumer), αλλά και με ενίσχυση των ηλεκτρικών διασυνδέσεων μεταξύ των νησιών. Στο πρόγραμμα των ενεργειακών νησιών σχεδιάζεται να ενταχθούν εκείνα που δεν περιλαμβάνονται στο πρόγραμμα των έργων του ΑΔΜΗΕ για διασύνδεση με το ηπειρωτικό σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η χρηματοδότηση των έργων θα προέρχεται από ευρωπαϊκά κονδύλια.

Οι πρωτοβουλίες για την ανάπτυξη των ΑΠΕ στα νησιά, τα οποία δεν θα διασυνδεθούν, εξελίσσονται χρονολογικά σε τρεις φάσεις, με την πρώτη να ξεκινά από την Τήλο. Εκεί, εγκαταστάθηκε το 2017 ένα «έξυπνο», καινοτόμο υβριδικό σύστημα παραγωγής ενέργειας (με χρήση ηλιακής και αιολικής ενέργειας και ενσωμάτωση αποθήκευσης ενέργειας σε μπαταρίες), το οποίο έχει προβάδισμα πανευρωπαϊκά. Εταίροι του έργου ήταν ο Όμιλος Eunice, ο ΔΕΔΔΗΕ, το ΑΕΙ Πειραιά Τεχνολογικού Τομέα, ο Δήμος Τήλου και η WWF Ελλάς. Παράλληλα, έγινε επανεκκίνηση υβριδικών έργων, που είχαν «παγώσει» για χρόνια, σε Ικαρία και Αη Στράτη. Η δεύτερη φάση αφορά στη δυνατότητα υλοποίησης από τον ΔΕΔΔΗΕ και τη ΡΑΕ των Ειδικών Πιλοτικών Έργων σε Καστελόριζο, Σύμη και Αστυπάλαια για να ξεκινήσει παράλληλα και η τρίτη φάση με τα «Ενεργειακά Νησιά». Όσον αφορά στα τρία «έξυπνα» νησιά, ο ΔΕΔΔΗΕ προετοιμάζει την εισήγηση για τις προδιαγραφές τους, προκειμένου να σταλούν στη ΡΑΕ και να προχωρήσουν οι διαγωνιστικές διαδικασίες. Όπως ανέφερε πρόσφατα στέλεχος της ΡΑΕ²⁷, θα χρειαστούν κάποιοι μήνες για να ετοιμαστεί η προκήρυξη των έργων για τα τρία νησιά που έχουν επιλεγεί. «Δεν βλέπω να ξεκινούν οι διαγωνισμοί πριν το τέλος του έτους», σημειώνει η ίδια πηγή.

²⁶ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/clean-energy-eu-islands-launched-malta>

²⁷ <http://www.tovima.gr/society/article/?aid=968441>

Σε αυτά θα εφαρμοστούν έξυπνα συστήματα με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ και αποθήκευση ενέργειας. «Δεν θα εφαρμοστεί το ίδιο σύστημα και στα τρία νησιά. Γίνονται σχετικές μελέτες. Για παράδειγμα, στην Αστυπάλαια μπορεί να συμφέρει καλύτερα ένας συνδυασμός ανεμογεννητριών, φωτοβολταϊκών και συσσωρευτών, ενώ στη Σύμη διαφαίνεται ως προτιμότερη λύση η εφαρμογή ενός συστήματος φωτοβολταϊκών και μπαταρίας», επισημαίνει ο πρόεδρος του ΔΕΔΔΗΕ κ. Νίκος Χατζηαργγυρίου.

Με αφορμή τα ανωτέρω, το ΙΕΝΕ προβαίνει στην εκπόνηση μιας ολοκληρωμένης μελέτης προς την ενεργειακή αυτόρκεια του Καστελόριζου, με στόχους το περιβάλλον και την κοινωνικοοικονομική ανάπτυξη. Η μελέτη εντάσσεται στο ευρύτερο πρόγραμμα δράσεων και πρωτοβουλιών που αναπτύσσει το Ινστιτούτο για την ενεργειακή θωράκιση του νησιωτικού χώρου και την βιώσιμη ανάπτυξη. Χαρακτηριστικά, το ΙΕΝΕ το 2012 πραγματοποίησε μία μελέτη για λογαριασμό της ΡΑΕ με θέμα την «Στρατηγική Μελέτη Ηλεκτρικών Διασυνδέσεων στη ΝΑ Ευρώπη και ο Ρόλος της Ελλάδας» (Μελέτη ΙΕΝΕ Νο. Μ15), όπου αναφέρεται με λεπτομέρεια στις ανάγκες ηλεκτρικής διασύνδεσης των νήσων για την αποδέσμευσή τους από το πετρέλαιο.

Η τελευταία μελέτη, που επικεντρώνεται στο Καστελόριζο με την ιδιαίτερη στρατηγική σημασία

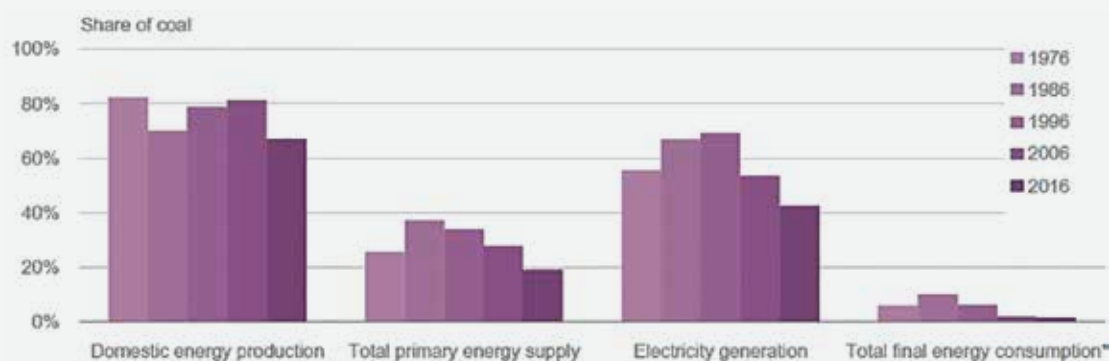
που έχει για τη χώρα, θα καλύψει θέματα ηλεκτρικής ενέργειας, ύδρευσης, θέρμανσης- δροσισμού κτιρίων, ηλεκτροκίνησης στις μεταφορές, μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ και βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας, στοχεύοντας στην μείωση της χρήσης πετρελαίου. Θα διερευνηθούν τα μη τεχνικά εμπόδια και η άρση τους, καθώς και οι τεχνικοί περιορισμοί για τις απαιτούμενες εφαρμογές με την συμμετοχή της Περιφέρειας, της Τοπικής Αυτοδιοίκησης, της τοπικής κοινωνίας και του ιδιωτικού τομέα. Καθίσταται αναγκαίο ένα σύγχρονο θεσμικό και ρυθμιστικό πλαίσιο με τα κατάλληλα χρηματοδοτικά και υποστηρικτικά εργαλεία για την ανάπτυξη των σύγχρονων τεχνολογικών εφαρμογών με την κατάλληλη ενημέρωση και εκπαίδευση των κατοίκων, που θα οδηγήσουν σε βιώσιμη ανάπτυξη και απεξάρτηση από το ακριβό πετρέλαιο.

Με την ολοκλήρωση της μελέτης αυτής, θα μπορέσουν οι εμπλεκόμενοι φορείς (Περιφέρεια, Δήμος, ΔΕΗ, Αυτοπαραγωγοί) να προχωρήσουν στις επιμέρους μελέτες εφαρμογής και την εγκατάσταση των απαραίτητων μονάδων. Η Μελέτη για το Καστελόριζο γίνεται από το in-house επιστημονικό προσωπικό του ΙΕΝΕ με την συνδρομή εξωτερικών συνεργατών. Σε πρώτο στάδιο, η μελέτη χρηματοδοτείται από ιδίους πόρους του ΙΕΝΕ, ενώ αργότερα θα επιδιωχθεί η εξασφάλιση οικονομικής ενίσχυσης από διάφορους φορείς.

4.4. Στερεά Καύσιμα

Ο λιγνίτης αντιπροσωπεύει ένα μεγάλο τμήμα της μεταλλευτικής δραστηριότητας της Ελλάδας, όντας βασικό ορυκτό καύσιμο και αποτελεί σημαντική συνιστώσα της ενεργειακής ασφάλειας της χώρας. Η Ελλάδα είναι ο τέταρτος μεγαλύτερος παραγωγός λιγνίτη στα ευρωπαϊκά κράτη μέλη του ΙΕΑ (μετά τη Γερμανία, την Πολωνία και την Τσεχία). Ο λιγνίτης είναι το δεύτερο καύσιμο μετά το πετρέλαιο με τη μεγαλύτερη συνεισφορά στη συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας, αλλά αντιπροσωπεύει μόνο ένα μικρό μερίδιο της συνολικής τελικής κατανάλωσης από την κατανάλωση της βιομηχανίας (βλ. Διάγραμμα 32). Σύμφωνα με δεδομένα του ευρωπαϊκού φορέα για άνθρακα και λιγνίτη (EURACOAL)²⁸, η παραγωγή λιγνίτη στη χώρα μας ανήλθε σε περίπου 37 εκατομμύρια τόνους το 2017, ενώ η ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη έφτασε τις 16,4 TWh το προηγούμενο έτος.

Διάγραμμα 32: Μερίδιο Λιγνίτη στην Ενεργειακή Τροφοδοσία της Ελλάδας, 1976-2016



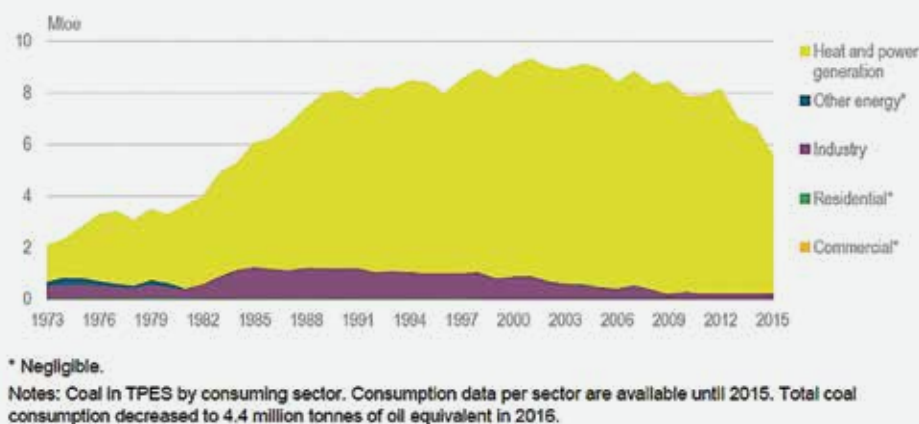
Note: Data is provisional for 2016.
Πηγή: IEA (2017)

²⁸ <https://euracoal.eu/library/coal-market-reports/>

Το μεγαλύτερο μέρος του λιγνίτη χρησιμοποιείται στην ηλεκτροπαραγωγή, αντιπροσωπεύοντας το 43% της κατανάλωσης (βλ. Διάγραμμα 33). Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τον λιγνίτη μειώθηκε από 31 TWh το 2012 σε 16,4 TWh το 2017, λόγω της ανάπτυξης των ΑΠΕ και της χαμηλότερης συνολικής ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια. Η παραγωγή λιγνίτη μειώθηκε κατά 50% μεταξύ 2012 και 2017, σε συνάρτηση με τη μειωμένη ζήτηση για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη. Η ΔΕΗ είναι ο μοναδικός ιδιοκτήτης και διαχειριστής των 5 λιγνιτικών σταθμών της Ελλάδας, με τις συνολικά 14 μονάδες, απασχολώντας περίπου 2.500 άτομα.

Ο εισαγόμενος λιθάνθρακας, σχεδόν όλος από τη Ρωσία, χρησιμοποιείται στην τσιμεντοβιομηχανία. Η βιομηχανική χρήση λιγνίτη αντιπροσώπευε το 4% της συνολικής κατανάλωσης λιγνίτη το 2015, καταγράφοντας μια μεγάλη πτώση από το υψηλό ποσοστό του 20% στα μέσα της δεκαετίας του '80, κυρίως λόγω της μείωσης στη κατανάλωση λιγνίτη στη βιομηχανία των μη μεταλλικών ορυκτών.

Διάγραμμα 33: Κατανάλωση Λιγνίτη ανά Κλάδο στην Ελλάδα, 1973-2015



Πηγή: IEA (2017)

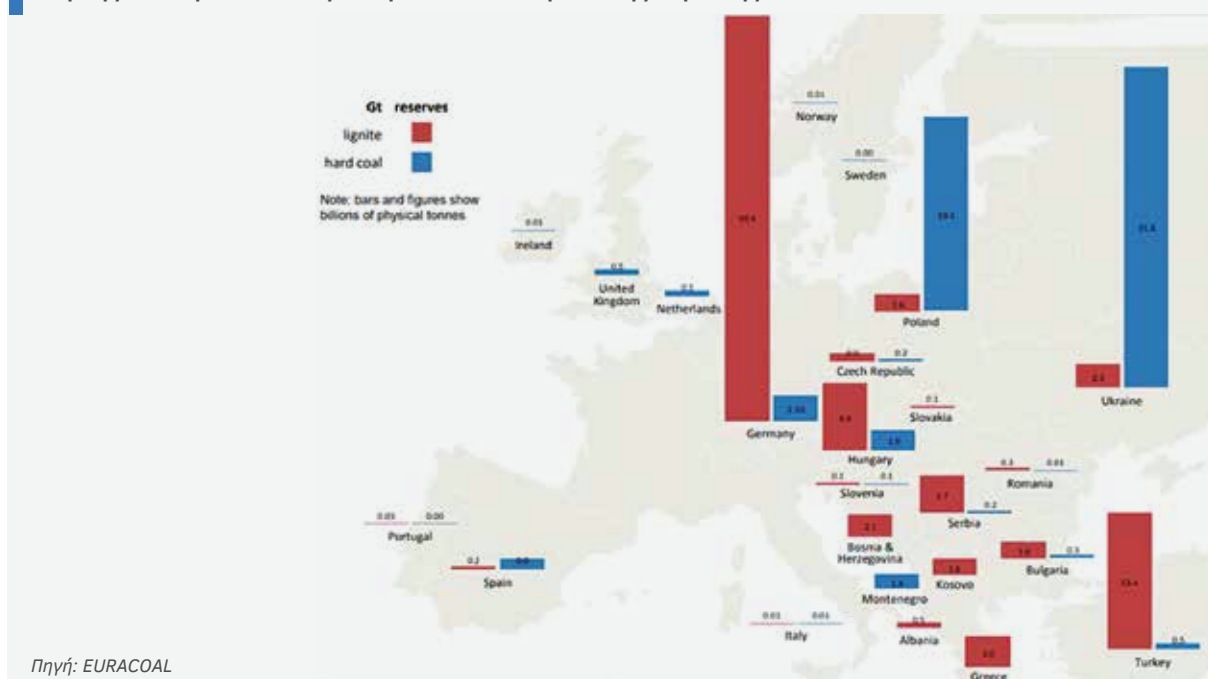
Τα συνολικά βεβαιωμένα γεωλογικά αποθέματα λιγνίτη στην Ελλάδα ανέρχονται σε περίπου 5 δισ. τόνους. Τα κοιτάσματα αυτά παρουσιάζουν αξιοσημείωτη γεωγραφική εξάπλωση στον ελληνικό χώρο²⁹. Με τα σημερινά τεχνικοοικονομικά δεδομένα, τα κοιτάσματα που είναι κατάλληλα για ενεργειακή εκμετάλλευση ανέρχονται σε περίπου 3,2 δισ τόνους και ισοδυναμούν με 450 εκ. τόνους πετρελαίου. Τα κυριότερα εκμεταλλεύσιμα κοιτάσματα λιγνίτη βρίσκονται στις περιοχές Πτολεμαΐδας, Αμυνταίου και Φλώρινας με υπολογισμένο απόθεμα 1,8 δισ τόνους, στην περιοχή της Δράμας με απόθεμα 900 εκ. τόνους και στην περιοχή Ελασσόνας με 169 εκ. τόνους. Επίσης, υπάρχει λιγνιτικό κοιτάσμα με απόθεμα περίπου 223 εκ. τόνους στην περιοχή της Μεγαλόπολης.

Με βάση τα συνολικά εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη της χώρας και τον προγραμματιζόμενο ρυθμό κατανάλωσης στο μέλλον, υπολογίζεται ότι τα αποθέματα αυτά επαρκούν για περισσότερο από 45 χρόνια. Μέχρι σήμερα, οι εξορυχθείσες ποσότητες λιγνίτη φτάνουν περίπου στο 29% των συνολικών αποθεμάτων. Εκτός από λιγνίτη η Ελλάδα διαθέτει και ένα μεγάλο κοιτάσμα Τύρφης στην περιοχή των Φιλιππων (Ανατολική Μακεδονία). Τα εκμεταλλεύσιμα αποθέματα στο κοιτάσμα αυτό εκτιμώνται σε 4 δισ. κυβικά μέτρα και ισοδυναμούν περίπου με 125 εκατ. τόνους πετρελαίου.

Γενικά, η ποιότητα των ελληνικών λιγνιτών είναι χαμηλή. Η θερμογόνος δύναμη κυμαίνεται από 975-1.380 kcal/kg στις περιοχές Μεγαλόπολης, Αμυνταίου και Δράμας, από 1.261-1.615 kcal/kg στην περιοχή της Πτολεμαΐδας και 1.927-2.257 στις περιοχές Φλώρινας και Ελασσόνας. Σημαντικό συγκριτικό πλεονέκτημα των λιγνιτών της χώρας μας είναι η χαμηλή περιεκτικότητα σε καύσιμο θείο.

²⁹ <https://www.dei.gr/el/oruxeia/apothemata-kai-poiotita>

Χάρτης 15: Εκμεταλλεύσιμα Λιγνιτικά Αποθέματα της Ευρώπης



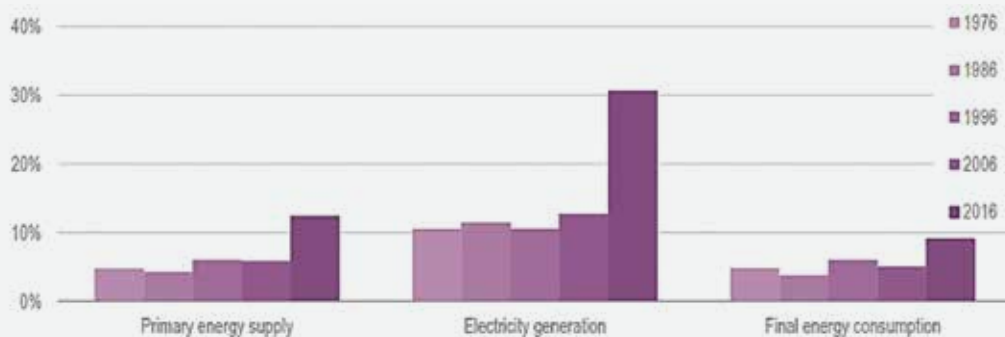
4.5. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)

Ιστορικά, η χρήση και η εφαρμογή των ΑΠΕ για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών υπήρξε διαδεδομένη στην Ελλάδα, ειδικά με τη χρήση θερμικών ηλιακών συστημάτων για την κάλυψη των αναγκών για ζεστό νερό, καθώς και με τη χρήση βιομάζας για την κάλυψη των θερμικών αναγκών προτίστως σε νοικοκυριά. Επίσης, η Ελλάδα υπήρξε πρωτοπόρος τόσο στη χρήση ανεμογεννητριών όσο και φωτοβολταϊκών συστημάτων για ηλεκτροπαραγωγή. Παρόλα αυτά, το τεράστιο δυναμικό της χώρας μας σε ΑΠΕ παραμένει σε μεγάλο βαθμό αναξιοποίητο, ενώ, με εξαίρεση τη βιομηχανία θερμικών ηλιακών συστημάτων, δεν έχει επιτευχθεί η ανάπτυξη ανταγωνιστικής εγχώριας βιομηχανικής παραγωγής συστημάτων ΑΠΕ.

Στην Ελλάδα, το μερίδιο των ΑΠΕ επί της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας έχει σημειώσει σημαντική αύξηση τα τελευταία χρόνια, ιδίως στα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά συστήματα (βλ. Διάγραμμα 34), χάρη στα γενναιόδωρα feed-in-tariffs και τη μείωση του τεχνολογικού κόστους. Η Ελλάδα αναπτύσσει ανταγωνιστικές δημοπρασίες για φωτοβολταϊκά και αιολική ενέργεια. Επίσης, υπάρχει μετάβαση στο νέο καθεστώς στήριξης των ΑΠΕ, το οποίο συνδυάζει τις ανταγωνιστικές μειοδοτικές διαδικασίες με την προσαύξηση επί της αγοραίας τιμής (feed-in premium).

Λόγω της θετικής εμπειρίας των ανταγωνιστικών δημοπρασιών και των μεγάλων νησιών που διασυνδέονται με το ελληνικό ηπειρωτικό σύστημα, η αιολική και ηλιακή ενέργεια θα μπορούσαν να αυξήσουν τη συνεισφορά της και να συμβάλουν στη διαφοροποίηση του ελληνικού ενεργειακού μίγματος, δεδομένου του μειούμενου κόστους παραγωγής των ΑΠΕ.

Διάγραμμα 34: Μερίδιο ΑΠΕ επί της Συνολικής Παροχής Πρωτογενούς Ενέργειας, επί της Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και επί της Συνολικής Τελικής Κατανάλωσης στην Ελλάδα



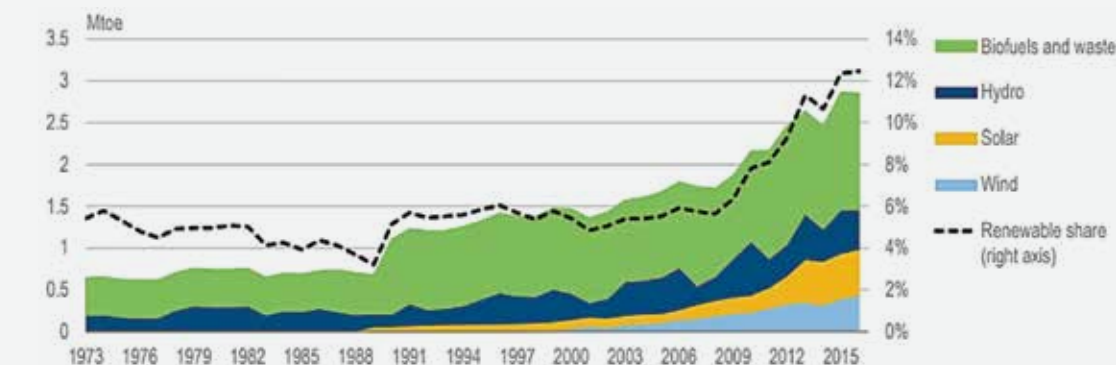
Note: Data is provisional for 2016. The latest consumption data is from 2015.

Πηγή: IEA (2017)

Το μερίδιο των ΑΠΕ επί της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας στην Ελλάδα αυξήθηκε σημαντικά τα τελευταία χρόνια, φτάνοντας σε νέο ανώτατο επίπεδο της τάξεως του 12,5% το 2016. Τα βιοκαύσιμα (συμπεριλαμβανομένων των μικρών ποσοτήτων αποβλήτων) είναι η μεγαλύτερη πηγή ΑΠΕ, αντιπροσωπεύοντας περίπου το ήμισυ του μεριδίου των ΑΠΕ στη συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας. Η παροχή βιοκαυσίμων ανήλθε σε 1,4 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου το 2016, αντιπροσωπεύοντας μία αύξηση κατά 36% από το 2006. Τα στερεά βιοκαύσιμα αντιπροσώπευαν τα τρία τέταρτα του συνόλου της παροχής βιοκαυσίμων και αποβλήτων επί της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας και χρησιμοποιούνται κυρίως για θέρμανση σε οικιακούς λέβητες.

Η σημαντικότερη ανάπτυξη προέρχεται από την ηλιακή ενέργεια, η οποία έχει σχεδόν πενταπλασιαστεί από το 2006 και αντιπροσώπευε το 19% των ΑΠΕ στη συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας το 2016. Η αιολική ενέργεια αυξήθηκε επίσης ταχύτατα και τριπλασιάστηκε την τελευταία δεκαετία. Η υδροηλεκτρική ενέργεια έχει παρουσιάσει μεγάλες ετήσιες διακυμάνσεις, καθώς η ποσότητα του νερού που διατίθεται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μεταβάλλεται κατά την διάρκεια δύσκολων και ξηρών χρόνων.

Διάγραμμα 35 : Μερίδιο ΑΠΕ επί της Συνολικής Παροχής Πρωτογενούς Ενέργειας στην Ελλάδα, 1973-2016



Note: Data is provisional for 2016.
Πηγή: IEA (2017)

4.5.1. Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ

Στην Ελλάδα, οι ΑΠΕ έφθασαν τις 10,5 TWh ή το 20,1% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2017, συνέπεια της ταχείας ανάπτυξης της εγκατεστημένης ισχύος αιολικής και ηλιακής ενέργειας και της μείωσης της συνολικής παροχής ηλεκτρικής ενέργειας κατά την τελευταία δεκαετία.

Η παραγωγή αιολικής ενέργειας αυξήθηκε από τα αμελητέα επίπεδά της στα τέλη της δεκαετίας του '90 σε 5,5 TWh το 2017, ενώ η ηλιακή ενέργεια πέτυχε μία ακόμα πιο εντυπωσιακή ανάπτυξη, σημειώνοντας μία αύξηση σχεδόν είκοσι πέντε φορές μεγαλύτερη, από τις 0,16 TWh το 2010 στις 3,5 TWh το 2017. Η υδροηλεκτρική ενέργεια αποτελεί παγίως το μεγαλύτερο μερίδιο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, αλλά με σημαντικές ετήσιες διακυμάνσεις. Η παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα ανήλθε σε περίπου 3,5 TWh το 2017, ίση με το 5,4% της συνολικής παραγωγής (χωρίς εισαγωγές). Η Ελλάδα έχει, επίσης, ένα μικρό μερίδιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιοκαύσιμα, αντιπροσωπεύοντας λιγότερο από το 1,0% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής.

Διάγραμμα 36: Μερίδιο ΑΠΕ επί της Συνολικής Ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, 1973-2016



Note: Data is provisional for 2016.
Πηγή: IEA (2017)

Το δυναμικό για την ανάπτυξη έργων ηλεκτροπαραγωγής από γεωθερμία, μία άλλη μορφή ΑΠΕ, βασίζεται στη διαθεσιμότητα των φυσικών πόρων σε περιοχές της Ελλάδας, δηλαδή γεωθερμικά πεδία με ρευστά υψηλής ενθαλπίας ή ακόμη και μέσης ενθαλπίας για ηλεκτροπαραγωγή, καθώς και στο επίπεδο της έρευνας που έχει ήδη πραγματοποιηθεί ή είναι αναγκαία να χρηματοδοτηθεί στο μέλλον. Τα υπό εκμετάλλευση πεδία περιλαμβάνουν:

- Πεδία στα οποία η μέχρι τώρα έρευνα δείχνει ότι οι επενδύσεις μπορούν να προωθηθούν άμεσα, όπου περιλαμβάνονται τα πεδία της Μήλου και της Νισύρου.
- Πεδία στα οποία η έρευνα μπορεί να ολοκληρωθεί έτσι ώστε οι αναμενόμενες επενδύσεις να προωθηθούν μέσα στην επόμενη δεκαετία όπου περιλαμβάνονται τα περισσότερα υποψήφια πεδία των νήσων του Αιγαίου και της Θράκης
- Πεδία στα οποία υπάρχει ανάγκη αυξημένης έρευνας ή εισαγωγής νέων μεθόδων και τεχνολογιών (enhanced geothermal systems - EGS), τα οποία μπορούν να προγραμματιστούν σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα.

Η Ελλάδα μαζί με την Ιταλία και την Πορτογαλία στις Αζόρες Νήσους είναι οι μόνες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης στις οποίες υπάρχουν πεδία υψηλής ενθαλπίας, δηλαδή περιοχές στις οποίες μπορούν να παραχθούν ρευστά με θερμοκρασία μεγαλύτερη των 150°C, τα οποία χρησιμοποιούνται για παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος. Οι γεωλογικές συνθήκες στην Ελλάδα ευνόησαν γενικά τη δημιουργία ενός πολύ σημαντικού γεωθερμικού δυναμικού χαμηλής ενθαλπίας. Σύμφωνα με το Ινστιτούτο Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών (ΙΓΜΕ), τα γνωστά σήμερα αποθέματα γεωθερμικής ενέργειας, χαμηλής θερμοκρασίας, ανέρχονται σε 200.000 τόνους ισοδύναμου πετρελαίου ανά έτος.

Τα γεωθερμικά πεδία υψηλής θερμοκρασίας (>130°C) εντοπίζονται στο ηφαιστειακό τόξο του Νότιου Αιγαίου, που εκτείνεται από τη

νήσο Νίσυρο μέχρι το Σουσάκι-Αγ. Θεοδώρους. Σημαντικότερα απ' αυτά είναι το πεδίο της νήσου Μήλου και της Νισύρου. Τα δύο αυτά πεδία δεν αξιοποιούνται σήμερα στην ηλεκτροπαραγωγή λόγω αντίθεσης των κατοίκων των νησιών στην αξιοποίηση της γεωθερμίας. Σήμερα αξιοποιούνται μόνο τα γεωθερμικά πεδία χαμηλής θερμοκρασίας (από 25 μέχρι 80°C περίπου), τα οποία είναι πολύ περισσότερο διαδεδομένα και βρίσκονται σχεδόν σ' όλη τη χώρα. Αν και δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν στην ηλεκτροπαραγωγή (εκτός από ειδικές περιπτώσεις) αξιοποιούνται, όμως, σε πολλές άλλες χρήσεις συνεισφέροντας στην εξοικονόμηση ενέργειας από συμβατικές πηγές και έμμεση μείωση των εκπομπών CO₂, στην ανάπτυξη νέων παραγωγικών δραστηριοτήτων. Οι αντίστοιχες γεωθερμικές εφαρμογές έχουν συνολική θερμική ισχύ μόλις 70 MWth, και περιλαμβάνουν κυρίως θερμά και ιαματικά λουτρά (~45%), και θέρμανση θερμοκηπίων και εδαφών γεωργικών καλλιεργειών (~55%).

Στην Ελλάδα, η εγκατεστημένη ισχύς για άμεση θέρμανση χώρων ανέρχεται μόλις σε 1,2 MWth, με τη μεγαλύτερη εγκατάσταση να βρίσκεται στα Λουτρά Τραϊανούπολης του Νομού Έβρου. Η Ελλάδα βρίσκεται στη 10η θέση των κρατών της Ευρώπης, με εγκατεστημένη ισχύ 22,2 MWth. Συνολικά, καλλιεργούνται περίπου 229,7 στρέμματα με κηπευτικά και ανθοκομικά προϊόντα μέσα σε θερμοκήπια, τα οποία είναι καλυμμένα είτε με πλαστικό είτε με γυαλί. Τα θερμοκήπια αυτά βρίσκονται κυρίως στη Βορειοανατολική Ελλάδα και τη Λέσβο.

Σε 51 γεωθερμικά πεδία, η θερμοκρασία των ρευστών κυμαίνεται από 25-90°C, δηλαδή είναι πεδία χαμηλής ενθαλπίας, ενώ μόνο σε 6 γεωθερμικά πεδία η θερμοκρασία των ρευστών είναι μεγαλύτερη από 90°C, είναι δηλαδή πεδία μέσης και υψηλής ενθαλπίας. Σε 2 γεωθερμικά πεδία, η θερμοκρασία των ρευστών είναι μεγαλύτερη από 150°C (325°C στη Μήλο και μεγαλύτερη από 350°C στη Νίσυρο), τα οποία μάλιστα είναι τα σημαντικότερα πεδία υψηλής ενθαλπίας στον ελληνικό χώρο.

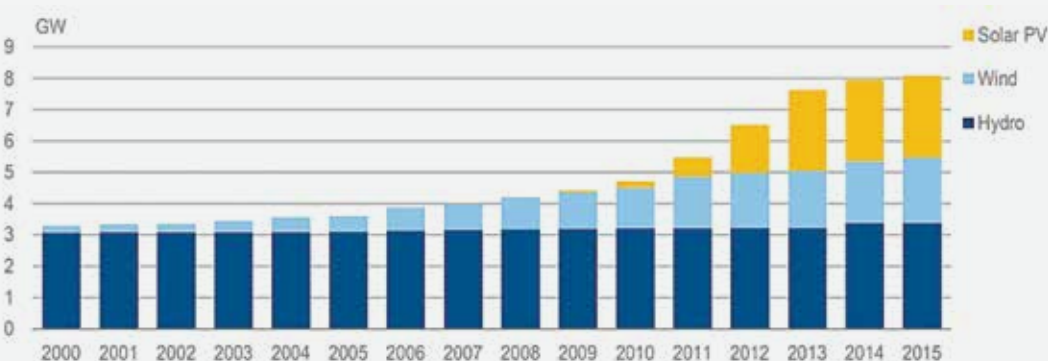
Χάρτης 16: Υφιστάμενα Βεβαιωμένα Και Πιθανά Γεωθερμικά Πεδία της Ελλάδας



Πηγή: ΥΠΕΝ

Στην Ελλάδα, το μερίδιο της διακυμαινόμενης ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ (δηλ. αιολική, ηλιακή και υδροηλεκτρική ενέργεια) ανήλθε στο 19% το 2016. Ενώ ο ρυθμός εφαρμογών της αιολικής ενέργειας έχει αυξηθεί, η ανάπτυξη της ηλιακής ενέργειας έχει επιβραδυνθεί τα τελευταία χρόνια σε περισσότερο μέτρια επίπεδα, με μία αύξηση της παραγόμενης ηλιακής ενέργειας κατά 8% μεταξύ 2013 και 2016 (βλ. Διαγράμματα 37 και 38).

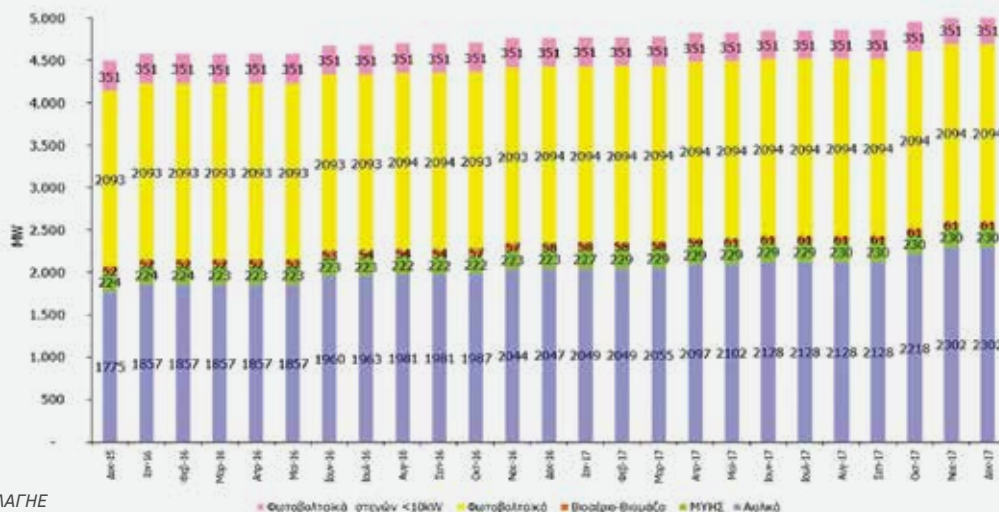
Διάγραμμα 37: Εγκατεστημένη Ισχύς Αιολικής, Ηλιακής και Υδροηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα, 2000-2015



Πηγή: IEA (2017)

Με βάση στοιχεία του συνοπτικού πληροφοριακού δελτίου του ΛΑΓΗΕ μηνός Δεκεμβρίου 2017³⁰, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ σε λειτουργία στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας και φωτοβολταϊκών σε στέγες μικρότερων των 10 kW ανήλθε σε 5.038 MW το 2017 (βλ. Διάγραμμα 38).

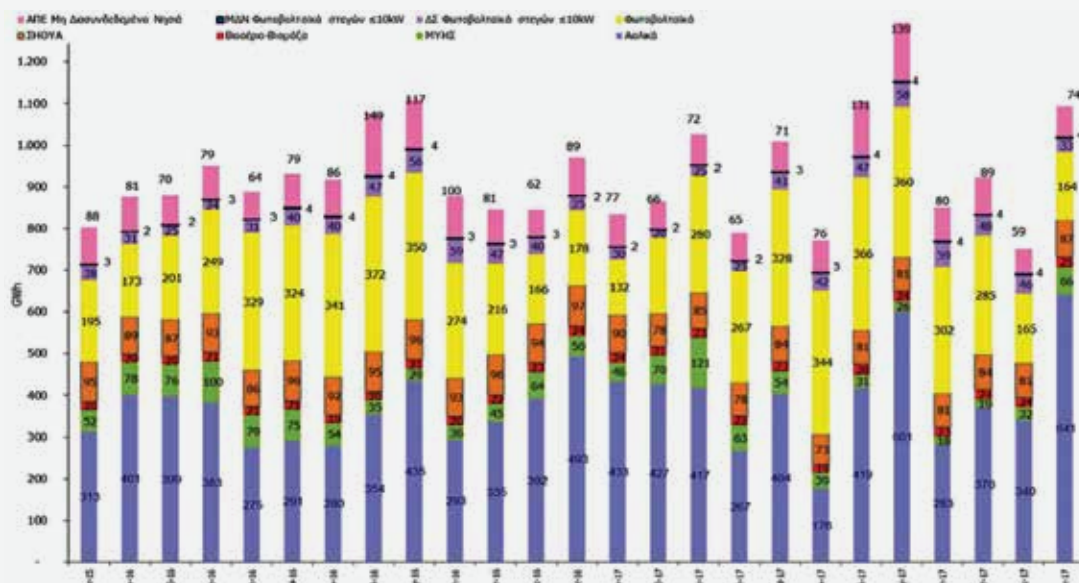
Διάγραμμα 38: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Μονάδων ΑΠΕ σε Λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας και Φωτοβολταϊκών σε Στέγες ≤10 kW, 2015-2017



Πηγή: ΛΑΓΗΕ

Η συνολική ηλεκτροπαραγωγή της Ελλάδας από διασυνδεδεμένα στο σύστημα αιολικά ανήλθε σε περίπου 4,8 TWh το 2017, ενώ από μικρά υδροηλεκτρικά και βιοαέριο-βιομάζα έφτασε τα 586 GWh και 278 GWh αντίστοιχα. Επίσης, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μονάδων ΣΗΘΥΑ και κατανεμόμενων μονάδων ΣΗΘΥΑ διασυνδεδεμένου συστήματος έφτασε τις 195 GWh και τις 983 GWh αντίστοιχα. Τέλος, η παραγωγή από φωτοβολταϊκά διασυνδεδεμένου συστήματος προσέγγισαν τις 3,2 GWh το 2017 (βλ. Διάγραμμα 39). Αξίζει να αναφερθεί ότι τα φωτοβολταϊκά κάλυψαν περίπου το 7,0% των αναγκών της χώρας σε ηλεκτρική ενέργεια το 2017, φέρνοντας την Ελλάδα σε μία από τις πρώτες θέσεις διεθνώς σε ό,τι αφορά στη συμβολή των φωτοβολταϊκών στη συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Διάγραμμα 39: Ηλεκτροπαραγωγή (GWh) Μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και Φωτοβολταϊκών σε Στέγες ≤10 kW, 2015-2017



Πηγή: ΛΑΓΗΕ

³⁰ http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/RES/DELTIO_APE_DEKEMBRIOS_2017.pdf

Σύμφωνα με εμπειρογνώμονες για τη μεταρρύθμιση του τομέα των ΑΠΕ στην Ελλάδα, συνολικά, σε επίπεδο θεωρητικού οικονομικού και τεχνικού δυναμικού για την ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ στην Ελλάδα, μεγέθη τουλάχιστον της τάξης των 20 GW τόσο για αιολικά όσο και για φωτοβολταϊκά μπορούν να θεωρηθούν ότι μπορεί να εγκατασταθούν και αντίστοιχα περίπου 0,5-1,0 GW για κάθε μία από τις υπόλοιπες τεχνολογίες ΑΠΕ. Το δυναμικό αυτό είναι αναμφίβολα και πολύ μεγάλο και μη διαχειρήσιμο με τις σημερινές συνθήκες ζήτησης φορτίου, διασυνδέσεων και οργάνωσης δικτύων, με τις ηλεκτρικές αγορές άλλων χωρών, ωστόσο δίνει μια εικόνα της δυναμικής του κλάδου, αλλά και του εν δυνάμει ανταγωνισμού που μπορεί να επιτευχθεί για την λειτουργία μονάδων ΑΠΕ με τα βέλτιστα χαρακτηριστικά. Παράλληλα, το δυναμικό αυτό παρουσιάζει τις μελλοντικές προοπτικές για μια πλήρη εγχώρια απεξάρτηση του μίγματος ηλεκτρισμού από συμβατικά καύσιμα εφόσον υπάρχουν οι κατάλληλες τεχνικο-οικονομικές συνθήκες, υποδομές δικτύων και μηχανισμοί της αγοράς.

4.5.2. Μέτρα Ενίσχυσης ΑΠΕ στην Ηλεκτροπαραγωγή

Κατά την περίοδο 2006-2015, η Ελλάδα προώθησε την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μέσω ενός προγράμματος Feed-in Tariff (FiT), το οποίο ενίσχυσε ειδικότερα την ηλιακή φωτοβολταϊκή ανάπτυξη στη χώρα. Ο Νόμος 3468/2006, όπως τροποποιήθηκε από το Νόμο 3851/2010 και αναθεωρήθηκε σημαντικά από το Νόμο 4254/2014, προκειμένου να εισάγει τεχνολογικά και άλλα ειδικά κριτήρια για τα έργα, τέθηκε σε εφαρμογή το 2006.

Λόγω αδυναμίας πρόβλεψης των αρνητικών επιπτώσεων στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας και τον λογαριασμό λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος ειδικότερα, η κυβέρνηση με ειδική νομοθετική ρύθμιση που εισήγαγε το 2014 προχώρησε σε αναπροσαρμογή των τιμών FiT. Ο νόμος του 2014 αναδρομικά επανυπολόγισε προς τα κάτω τις τιμές αποζημίωσης FiT υφιστάμενων φωτοβολταϊκών, αιολικών, μικρών υδροηλεκτρικών εγκαταστάσεων, αλλά και εγκαταστάσεων συμπαραγωγής, που εμπεριέχονταν στις υπογεγραμμένες συμφωνίες αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στόχος ήταν η συζήτηση για το αυξανόμενο έλλειμμα, το οποίο εμφανίστηκε στον ειδικό λογαριασμό για τις ΑΠΕ, αντικατοπτρίζοντας την υψηλή αποζημίωση που καταβλήθηκε σε ένα σημαντικό μερίδιο των υφιστάμενων εγκαταστάσεων. Κατά την περίοδο 2012-2014, η Ελλάδα ανέστειλε τη χορήγηση άδειας για νέες φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις, δεδομένου ότι ο στόχος των 2.200 MW εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών μέχρι το 2020 είχε επιτευχθεί. Μικρός αριθμός φωτοβολταϊκών συστημάτων έχει εγκατασταθεί από το 2014 λόγω των αναθεωρημένων χαμηλότερων τιμών αποζημίωσης. Η Ελλάδα ολοκλήρωσε το πρόγραμμα FiT στις 31 Δεκεμβρίου 2015.

Ο Νόμος 4414/2016, σε εφαρμογή της σχετικής

Οδηγίας, εισήγαγε ένα νέο πρόγραμμα υποστήριξης των ΑΠΕ τον Αύγουστο του 2016. Βασικός στόχος του Νόμου ήταν η σταδιακή ενσωμάτωση των ΑΠΕ και της συμπαραγωγής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας μας, με προοπτική την εισαγωγή ενός νέου μοντέλου αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Target Model) το 2018. Το νέο πρόγραμμα υποστήριξης των ΑΠΕ εφαρμόζεται από τον Ιανουάριο του 2016.

Το βασικό εργαλείο του Νόμου 4414/2016 είναι η προσαύξηση επί της αγοραίας τιμής (feed-in premium). Η συγκεκριμένη λειτουργική ενίσχυση χορηγείται για το χρόνο ισχύος της στήριξης της εκάστοτε μονάδας ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, σε επίπεδο τεχνολογίας ΑΠΕ, λαμβάνοντας υπόψη τα έσοδα από τη συμμετοχή στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Εξαιρούνται από το feed-in premium (α) σταθμοί μικρής κλίμακας ΑΠΕ (κάτω των 3 MW για αιολικά και κάτω των 500 kW για λοιπές μορφές ΑΠΕ), (β) σταθμοί ΑΠΕ σε ΜΔΝ και (γ) επιδεικτικά έργα.

Σύμφωνα με το Νόμο 4414/2016 και όπως τροποποιήθηκε από το Νόμο 4467/2017, προβλέπεται ειδικός διακανονισμός για έργα ΑΠΕ και έργα συμπαραγωγής με συμφωνία αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (power purchase agreement) που υπογράφηκε πριν από τις 31 Δεκεμβρίου 2015. Τα έργα αυτά θα λάβουν λειτουργική ενίσχυση από το προηγούμενο πρόγραμμα στήριξης (Νόμος 4254/2014), υπό την προϋπόθεση ότι τα έργα αυτά νέας κατασκευής θα τεθούν σε εμπορική ή δοκιμαστική λειτουργία έως τις 31 Μαρτίου 2019 (στην περίπτωση των έργων αιολικής ενέργειας, μικρής υδροηλεκτρικής ενέργειας, βιομάζας ή βιοαερίου) ή μέχρι τις 31 Δεκεμβρίου 2017 για όλες τις άλλες τεχνολογίες ΑΠΕ και έργων συμπαραγωγής υψηλής αποδοτικότητας.

Όλες οι άλλες νέες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ πρέπει να συμμετέχουν άμεσα στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και να έχουν ευθύνες εξισορρόπησης. Επίσης, θα λάβουν λειτουργική ενίσχυση υπό μορφή feed-in premium πάνω από την τιμή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Το feed-in premium υπολογίζεται ως η διαφορά μεταξύ των εσόδων που λαμβάνονται από τους παραγωγούς από την τιμή της χονδρικής αγοράς για κάθε μορφή ΑΠΕ ή τεχνολογίας συμπαραγωγής και της τιμής αναφοράς ανά τεχνολογία που χρησιμοποιείται ή ανά κατηγορία σταθμού ηλεκτροπαραγωγής.

Ο Νόμος 4414/2016 ρυθμίζει την τιμή αναφοράς. Οι συμβάσεις εγγυώνται τη λειτουργική ενίσχυση για 20 χρόνια (25 έτη για ηλιακά θερμικά έργα). Οι υποτυπώδεις αποφάσεις που εγκρίθηκαν από τον Υπουργό Περιβάλλοντος και Ενέργειας, μετά από πρόταση από τον ΛΑΓΗΕ και γνώμη της ΡΑΕ, έχουν καθορίσει τη μορφή, το περιεχόμενο και τις λεπτομέρειες αυτών των νέων τυποποιημένων συμβάσεων. Οι μόνες εξαιρέσεις είναι οι υβριδικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, για τους οποίους η τυποποιημένη σύμβαση εκκρεμεί.

Όσον αφορά τις ευθύνες εξισορρόπησης των παραγωγών ΑΠΕ, θα παρασχεθεί σε αυτούς ένα ασφάλιστρο μεταβατικής διαχείρισης πέραν του ισχύοντος τιμοκαταλόγου ΑΠΕ έως ότου λειτουργήσει στην Ελλάδα μια ενδοημερήσια αγορά. Το ασφάλιστρο θα αντισταθμίσει το πρόσθετο κόστος συμμετοχής στη χονδρική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Το συγκεκριμένο ασφάλιστρο θα είναι αρχικά €3 ανά MWh για αιολικούς σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ έως 10 MW και €2 ανά MWh για όλες τις άλλες μονάδες παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων αιολικών σταθμών με εγκατεστημένη ισχύ άνω των 10 MW). Μπορεί να μειωθεί και τελικά να ανασταλεί με μία υπουργική απόφαση κατά την διάρκεια λειτουργίας της ενδοημερήσιας αγοράς και ρευστότητας αυτής.

4.5.3. Οι ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, αυτή τη στιγμή υπάρχουν σε λειτουργία 32 αυτόνομα νησιωτικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, που αφορούν 57 νησιά. Σε αυτά τα ΜΔΝ, πρέπει να υπάρξει ειδική εστίαση στη χρήση ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή, όπου και υψηλό δυναμικό υπάρχει για τη χρήση τους, αλλά και οικονομικά συμφέρουσες είναι, καθώς στα περισσότερα εξ' αυτών τόσο το τελικό μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όσο και το αντίστοιχο μεταβλητό με χρήση πετρελαίου είναι πολύ υψηλό. Ωστόσο, η διείσδυση της παραγωγής από ΑΠΕ έγκειται σε συγκεκριμένους τεχνικούς περιορισμούς, οι οποίοι καθορίζονται κυρίως από τα τεχνικά ελάχιστα λειτουργίας των εγκατεστημένων θερμικών μονάδων και της μέγιστης επιτρεπόμενης ωριαίας διείσδυσης των μη ελεγχόμενων ΑΠΕ στη βάση του φορτίου.

Η συνολική διείσδυση των ΑΠΕ στα ΜΔΝ προσεγγίζει σήμερα το 20% της ηλεκτρικής παραγωγής, χωρίς όμως δυνατότητες περαιτέρω σημαντικής διείσδυσης αν δεν αντιμετωπιστούν οι παραπάνω προαναφερθέντες περιορισμοί, κυρίως μέσω της διασύνδεσής τους με το ηπειρωτικό σύστημα ή/και με την εγκατάσταση και λειτουργία συστημάτων αποθήκευσης.

Ειδική περίπτωση αποτελούν και το πλήθος των ακατοίκητων νησιών και βραχονησίδων που υπάρχουν στην ελληνική επικράτεια με ιδιαίτερα υψηλό αιολικό δυναμικό, όπου θα μπορούσαν να εγκατασταθούν αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα.

Η προώθηση της χρήσης υβριδικών σταθμών από ΑΠΕ, δηλαδή ΑΠΕ και αποθήκευση, αποτελεί μια συμπληρωματική λύση στις περιπτώσεις που η διασύνδεση των νησιών δεν είναι οικονομικά βιώσιμη, αλλά, όμως, οι σταθμοί αυτοί θα πρέπει να αξιολογούνται τεχνικο-οικονομικά σε σχέση με την υπάρχουσα κατάσταση και να προωθείται η εγκατάσταση και η στήριξή τους μόνον εφόσον διασφαλίζεται συνολικά μειωμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής στο εκάστοτε αυτόνομο

σύστημα, ως και έναντι άλλων ώριμων λύσεων. Η μελέτη της λειτουργίας αυτών των σταθμών σε επίπεδο πιλοτικών εφαρμογών είναι απαραίτητη και ήδη ένας αριθμός τέτοιων έργων βρίσκεται σε προχωρημένο στάδιο ανάπτυξης. Ωστόσο, το πλαίσιο στήριξης τους πρέπει να σχεδιαστεί με τρόπο που δεν θα δημιουργεί εγκλωβισμένες επενδύσεις (stranded assets), οι οποίες θα απαιτούν επιπλέον υποστήριξη και επιδότηση εκτός της αγοράς ηλεκτρισμού, ενώ θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη την πιθανότητα μελλοντικής διασύνδεσης του εκάστοτε νησιού με το ηπειρωτικό σύστημα και των επιπτώσεων που θα υπάρχουν τόσο στη λειτουργία όσο και στη λειτουργική ενίσχυση αυτών των υβριδικών σταθμών.

Η παράμετρος που θα πρέπει να ληφθεί υπόψη στον ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας μας είναι η επικαιροποίηση του χωροταξικού σχεδιασμού των ΑΠΕ για τα ΜΔΝ, ώστε να μπορεί να δρομολογηθεί απρόσκοπτα η -όποια- επιπλέον διείσδυση των ΑΠΕ χωρίς επιπρόσθετες αδειοδοτικές καθυστερήσεις.

4.5.4. Τελευταίες Εξελίξεις στην Αγορά ΑΠΕ της Ελλάδας

Η ανάπτυξη του τομέα των ΑΠΕ υπό την μορφή επενδύσεων σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής είχε ως αποτέλεσμα σημαντικά οφέλη ως προς την λειτουργία και εκκαθάριση της εγχώριας αγοράς, με σημαντικότερο τη μείωση της οριακής τιμής συστήματος λόγω του χαμηλού μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες αυτές και την εξάρτηση από την ημερήσια επίλυση του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού θερμικών μονάδων με υψηλό μέσο μεταβλητό κόστος. Επίσης, η διεσπαρμένη παραγωγή από τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ έχει ως αποτέλεσμα την ύπαρξη μικρότερων απωλειών στη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας, ωστόσο δημιουργεί μεγαλύτερες απαιτήσεις ως προς τη διαχείριση αυτής και ειδικότερα από μονάδες ΑΠΕ μη ελεγχόμενης παραγωγής.

Το μοντέλο επένδυσης σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ που ίσχυε μέχρι πρόσφατα και μεταφραζόταν σε ουσιαστική απουσία παρακολούθησης της λειτουργίας της εκάστοτε μονάδας, πλέον είναι ουσιαστικά μη εφαρμόσιμο καθώς με την αύξηση του μεριδίου των μονάδων αυτών στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει και οι μονάδες αυτές να αναλάβουν ενεργό ρόλο στη λειτουργία και εκκαθάριση της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Λαμβάνοντας υπόψη και τις πρόσφατες κατευθύνσεις της ΕΕ, όπως αυτές παρουσιάζονται στις προτάσεις «Καθαρής Ενέργειας για όλους τους Ευρωπαίους» και τα όσα προβλέπονται στις κατευθυντήριες γραμμές για τις κρατικές ενισχύσεις στον τομέα του περιβάλλοντος και της ενέργειας, οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ οφείλουν πλέον να λειτουργούν με κοινούς κανόνες και υποχρεώσεις σε σχέση με τις υπόλοιπες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής στο πλαίσιο της συμμετοχής τους

στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, αναλαμβάνοντας έτσι πιθανά ρίσκα για την οικονομική απόρριψη της παραγόμενης ενέργειάς τους και υποχρεώσεις για βέλτιστη πρόβλεψη της παραγωγής τους.

Στο περιβάλλον αυτό, πέρα από υποχρεώσεις δημιουργούνται και άλλες οικονομικές ευκαιρίες για τις μονάδες αυτές, καθώς θα έχουν την δυνατότητα προσφοράς υπηρεσιών εξισορρόπησης, ενώ για αυτές που θα συνεχίσουν να λαμβάνουν και επιμέρους λειτουργική ενίσχυση στη βάση της παραγωγής τους, η ενίσχυση αυτή θα αξιολογείται στη βάση της μεσοσταθμικής αξίας της παραγόμενης ενέργειας της τεχνολογίας ΑΠΕ στην οποία ανήκουν, ώστε η μονάδα ή οι μονάδες με την μεγαλύτερη αξία της παραγόμενης ενέργειας στη βάση της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας να ανταμείβεται ή να ανταμείβονται συγκριτικά περισσότερο σε σχέση με την μονάδα ή τις μονάδες με την αντίστοιχη χαμηλότερη αξία παραγόμενης ενέργειας στη βάση της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Σημαντικό ρόλο στο νέο πλαίσιο συμμετοχής των μονάδων ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται σταδιακά να διαδραματίσουν και οι Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης (aggregators), οι οποίοι θα δύναται να αναλαμβάνουν την εκπροσώπηση των μονάδων αυτών στις επιμέρους ηλεκτρικές αγορές, καθώς και ο Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης Τελευταίου Καταφυγίου, ο οποίος καλείται αρχικά να διαδραματίσει ένα υποστηρικτικό και μεταβατικό ρόλο για ένα μεγάλο αριθμό έργων ΑΠΕ με υποχρεώσεις συμμετοχής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Βασική συνιστώσα του νέου πλαισίου στήριξης αποτελεί η διενέργεια ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών για τεχνολογίες και κατηγορίες έργων ΑΠΕ, ώστε μόνο τα έργα που επιλέγονται από αυτές τις διαδικασίες στη βάση της βέλτιστης οικονομικής προσφοράς να είναι επιλέξιμα για λειτουργική ενίσχυση. Ήδη η πρώτη πιλοτική ανταγωνιστική διαδικασία που διενεργήθηκε το Δεκέμβριο του 2016 για νέα φωτοβολταϊκά πάρκα

συνολικής ισχύος 40 MW, αξιολογείται ως θετική, καθώς υπήρξε προσέλευση ενός ικανού αριθμού υποψήφιων έργων, μετά από μια αδρανή περίοδο, ενώ και η μεσοσταθμική τιμή που επιτεύχθηκε στη βάση των επιλεχθέντων έργων κρίνεται συνολικά ως ικανοποιητική.

Διαγωνισμοί PAE

Στις 2 Ιουλίου 2018, πραγματοποιήθηκαν οι τρεις πρώτοι διαγωνισμοί που είχε προγραμματίσει η PAE για ΑΠΕ για τη λειτουργική ενίσχυση νέων φωτοβολταϊκών και αιολικών πάρκων με τη δημοπράτηση ισχύος 283 MW και στις τρεις ανταγωνιστικές διαδικασίες. Δικαίωμα συμμετοχής στις δημοπρασίες και των τριών κατηγοριών είχαν 182 υποψήφια έργα, συνολικής ισχύος περίπου 495 MW. Επομένως, με βάση τον «κανόνα του 75%», σύμφωνα με τον οποίο η συνολική ισχύς των έργων που πήραν μέρος θα πρέπει να είναι 1,75 φορές μεγαλύτερη από τη δημοπρατούμενη, μέσω των διαγωνισμών εκχωρήθηκαν περίπου 283 MW.

Πιο συγκεκριμένα, με βάση τους οριστικούς καταλόγους, στη δημοπρασία της πρώτης κατηγορίας (για φωτοβολταϊκά εγκατεστημένης ισχύος μικρότερης ή ίσης του 1 MW) συμμετείχαν 155 έργα, συνολικής ισχύος 93,66 MW. Επομένως, η δημοπρατούμενη ισχύς ανήλθε σε 53,52 MW. Στη δεύτερη κατηγορία (τα «μεγάλα» φωτοβολταϊκά), έδωσαν το «παρών» 13 υποψήφια έργα, ισχύος 93,44 MW. Κάτι που σημαίνει πως, βάσει του «κανόνα» του 75%, δημοπρατήθηκε ισχύς 53,40 MW. Τέλος, όσον αφορά τα αιολικά πάρκα (μέγιστης ισχύος παραγωγής μεγαλύτερης των 3 MW και μικρότερης ή ίσης των 50 MW), στη δημοπρασία «κατέβηκαν» 14 έργα συνολικής ισχύος 308,68 MW. Ως αποτέλεσμα, σε αυτή την κατηγορία, η συνολική δημοπρατούμενη ισχύς διαμορφώθηκε στα 176,39 MW. Υπενθυμίζεται πως, με βάση τον τριετή «οδικό χάρτη» που έχει αποφασισθεί για την ενίσχυση νέων έργων ΑΠΕ έως το 2020, το 2018 δημοπρατήθηκαν 300 MW φωτοβολταϊκών και 300 MW αιολικών, μέσω διαγωνισμών ειδικών κατά τεχνολογία (βλ. Πίνακα 12).

Πίνακας 12: Σχεδιασμός Ανταγωνιστικών Διαδικασιών για Τεχνολογίες και Κατηγορίες Έργων ΑΠΕ, 2018-2020

	Τεχνολογία	Μέγιστη Δημοπρατούμενη ισχύς (MW)
2018	Φωτοβολταϊκοί σταθμοί	300
	Αιολικοί σταθμοί	300
	Πilotικές Κοινές Ανταγωνιστικές Διαδικασίες	400
2019	Φωτοβολταϊκοί σταθμοί	Υπολειπόμενη ισχύς έτους 2018 της τεχνολογίας και επαπλάν 300MW
	Αιολικοί σταθμοί	Υπολειπόμενη ισχύς έτους 2018 της τεχνολογίας και επαπλάν 300 MW
	Πilotικές Κοινές Ανταγωνιστικές Διαδικασίες	Υπολειπόμενη ισχύς έτους 2018 της κατηγορίας των ανταγωνιστικών διαδικασιών και επαπλάν 400 MW
2020	Φωτοβολταϊκοί σταθμοί	Υπολειπόμενη ισχύς έτους 2019 της τεχνολογίας και επαπλάν 300 MW
	Αιολικοί σταθμοί	Υπολειπόμενη ισχύς έτους 2019 της τεχνολογίας και επαπλάν 300 MW
	Δημοπρατούμενη Ισχύς	2.600 MW

Πηγή: PAE

Επομένως, οι ανταγωνιστικές διαδικασίες αποτελούν πλέον ένα ισχυρό εργαλείο βέλτιστου τεχνολογικού και οικονομικού σχεδιασμού της εθνικής πολιτικής για τον ενεργειακό σχεδιασμό και την επίτευξη των εθνικών ενεργειακών στόχων και η Πολιτεία με την υποστήριξη των θεσμικών φορέων οφείλει να κάνει την βέλτιστη χρήση, λαμβάνοντας υπόψη ιδιαιτερότητες, όπου αυτές υπάρχουν και ισχύουν ανά τεχνολογία και κατηγορία έργων ΑΠΕ, αλλά έχοντας πάντα ως στόχο η περαιτέρω ανάπτυξη των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ να επιτελείται με τον πλέον οικονομικά συμφέρον τρόπο για την κοινωνία και την οικονομία.

Αξίζει να αναφερθεί ότι το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, προσδοκώντας ότι η γεωθερμία μπορεί να αποτελέσει βασικό συστατικό του ενεργειακού της μείγματος, αναμένεται να προωθήσει ένα νέο Νόμο για την εκμετάλλευση του γεωθερμικού δυναμικού της. Η γεωθερμία μπορεί να αξιοποιηθεί στη θέρμανση, στη μεταποίηση και στην αγροτική οικονομία. Ειδικά στο κομμάτι της έρευνας, το Ινστιτούτο Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών (ΙΓΜΕ) ξεκίνησε την έρευνα του γεωθερμικού δυναμικού στην Ελλάδα από τη δεκαετία του 1970. Μάλιστα, το 2016 το ΙΓΜΕ στο πλαίσιο του έργου ΓΕΩΘΕΝ μελέτησε περιοχές για τον εντοπισμό πεδίων υψηλής θερμοκρασίας για την αξιοποίησή τους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και πεδίων χαμηλής ενθαλπίας για χρήση της γεωθερμίας σε αγροτικές εφαρμογές.

Παράλληλα, ιδιαίτερο ενδιαφέρον προκάλεσε πρόσφατα η υπογραφή προγραμματικής σύμβασης μεταξύ του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ) και της Περιφέρειας Στερεάς Ελλάδας για την αξιοποίηση της γεωθερμικής ενέργειας στο Νομό Φθιώτιδας. Η σύμβαση προβλέπει, μεταξύ άλλων, τη δυνατότητα εκμίσθωσης και αξιοποίησης του γεωθερμικού δυναμικού, σύμφωνα με το ισχύον θεσμικό πλαίσιο και την τεχνικοοικονομική μελέτη επενδύσεων.

Σημαντική είναι, επίσης, η εξέλιξη ότι η ΔΕΗ Ανανεώσιμες, από κοινού με στρατηγικό επενδυτή, σχεδιάζει την κατασκευή τριών γεωθερμικών σταθμών στη Νίσυρο, στη Λέσβο και στα Μέθανα, ενώ τον Ιανουάριο 2018 υπεγράφη μνημόνιο συνεργασίας μεταξύ του Υπουργείου Ναυτιλίας και Νησιωτικής Πολιτικής και της ΔΕΗ Ανανεώσιμες για την κατασκευή μονάδας αφαλάτωσης στη Σαντορίνη, που θα λειτουργεί με γεωθερμία. Το έργο αυτό θα λύσει οριστικά το ζήτημα του πόσιμου νερού, ενώ θα συνεισφέρει στον αγροτικό κλάδο. Επομένως, η αξιοποίηση της γεωθερμίας έχει οικονομικά και κοινωνικά οφέλη και μένει να αποδειχτεί αν θα ξεπεραστούν στο μέλλον γραφειοκρατικά ζητήματα με στόχο την προσέλκυση επενδύσεων.

Θεσμικές Εξελίξεις

• Θεσμοθέτηση Εικονικού Ενεργειακού Συμψηφισμού

Με την Υπουργική Απόφαση 175067/2017

“Εγκατάσταση φωτοβολταϊκών σταθμών από αυτοπαραγωγούς με εφαρμογή ενεργειακού συμψηφισμού ή εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού”, ΦΕΚ 1547Β', 5.5.2017, υιοθετήθηκε ένα πάγιο αίτημα για την εφαρμογή (έστω και μερική) του εικονικού ενεργειακού συμψηφισμού.

• Θεσμοθέτηση Ενεργειακών Κοινοτήτων

Ο Ν.4513/2018 (ΦΕΚ 4513Α/23/1/2018) άνοιξε το δρόμο για την ανάπτυξη έργων ΑΠΕ από Ενεργειακές Κοινότητες. Στο νόμο αυτό υιοθετήθηκαν, μεταξύ άλλων, τα εξής αιτήματα:

1. Αύξηση ορίου ισχύος αυτοπαραγωγής από 0,5 MW σε 1,0 MW
2. Δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας σε συστήματα αυτοπαραγωγής
3. Σημαντική μείωση ελάχιστων τιμών για φωτοβολταϊκά πλαίσια κινέζικης προέλευσης

4.6. Ενεργειακή Αποδοτικότητα και Συμπαράγωγή

Η Ελλάδα έχει εφαρμόσει μια σειρά από πολιτικές ενεργειακής αποδοτικότητας τα τελευταία χρόνια, η πλειονότητα των οποίων βασίζεται στη προσαρμογή των απαιτήσεων από την Οδηγία της Ευρωπαϊκής Επιτροπής περί Ενεργειακής Αποδοτικότητας στην ελληνική νομοθεσία. Τα μέτρα πολιτικής που εφαρμόστηκαν δεν επέτρεψαν την εξοικονόμηση ενέργειας σύμφωνα με τις αρχικές προσδοκίες, λόγω της χρηματοπιστωτικής και οικονομικής κρίσης, της χαμηλής ευαισθητοποίησης του κοινού, των ανεπαρκών στοιχείων και της έλλειψης χρηματοδότησης.

Τον Ιανουάριο του 2017, η Ελλάδα εφάρμοσε ένα πρόγραμμα υποχρεώσεων ενεργειακής αποδοτικότητας, το οποίο απαιτεί από τους προμηθευτές ενέργειας να εξοικονομούν ενέργεια, που συμβαδίζει με έναν ετήσιο στόχο, προσδιοριζόμενο με βάση το μερίδιο αγοράς της υπόχρεης οντότητας. Το πρόγραμμα περιλαμβάνει προμηθευτές πετρελαίου και μεταγενέστερα τον τομέα των μεταφορών. Η ένταξη του τομέα των μεταφορών δεν είναι σύνηθες φαινόμενο σε άλλες χώρες με παρόμοια προγράμματα υποχρεώσεων λόγω της περιορισμένης σχέσης που έχουν οι προμηθευτές πετρελαίου με τους τελικούς χρήστες. Επομένως, οι υπηρεσίες θα πρέπει να συνεργαστούν με τους προμηθευτές πετρελαίου για να διασφαλίσουν ότι ο τομέας συμμορφώνεται με τις υποχρεώσεις του.

Η πρόσφατη εφαρμογή μιας πολιτικής ενεργειακού ελέγχου είναι ένα βήμα προς τα εμπρός για την ενεργειακή αποδοτικότητα στην ελληνική βιομηχανία. Αυτό παρέχει μια ευκαιρία στους προμηθευτές ενέργειας να δουλέψουν με τη βιομηχανία προκειμένου να πραγματοποιηθούν ενεργειακοί έλεγχοι και να εντοπιστούν ευκαιρίες ενεργειακής αποδοτικότητας, επειδή υπάρχουν συνέργειες με την εισαγωγή του προγράμματος υποχρεώσεων.

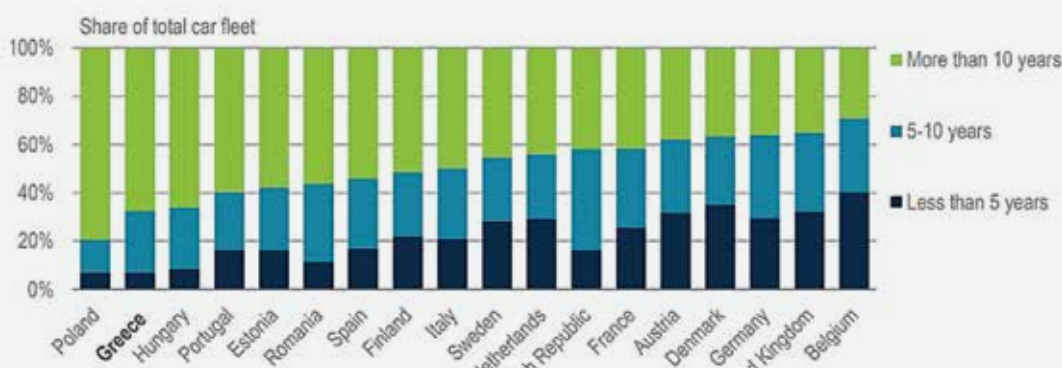
Οι περιορισμένες νέες κατασκευές από το 2010 λόγω της οικονομικής κρίσης έχουν παρεμποδίσει την αποτελεσματικότητα των μέτρων ενεργειακής αποδοτικότητας για τα κτίρια, ενώ υπάρχει δυνατότητα για την Ελλάδα να βελτιώσει την αποδοτικότητά τους. Τα μέτρα αποδοτικότητας, όπως οι βελτιώσεις στη θερμομόνωση και η αντικατάσταση των λεβήτων πετρελαίου, θα δημιουργήσουν πολλαπλά οικονομικά και κοινωνικά οφέλη. Ωστόσο, το μεγάλο ποσοστό των κτιριακών αποθεμάτων που είναι είτε ακατοίκητα είτε προσωρινά κατοικήσιμα αποτελεί μια πρόκληση.

4.6.1. Ενεργειακή Αποδοτικότητα

4.6.1.1. Ενεργειακή Ένταση στις Μεταφορές

Η ενεργειακή ένταση του ελληνικού τομέα μεταφορών επηρεάζεται από τα πρότυπα χρήσης και την ηλικία των οχημάτων. Το Διάγραμμα 40 δείχνει ότι η Ελλάδα είχε το δεύτερο υψηλότερο ποσοστό επιβατικών οχημάτων ηλικίας άνω των δέκα ετών στην Ευρώπη το 2014.

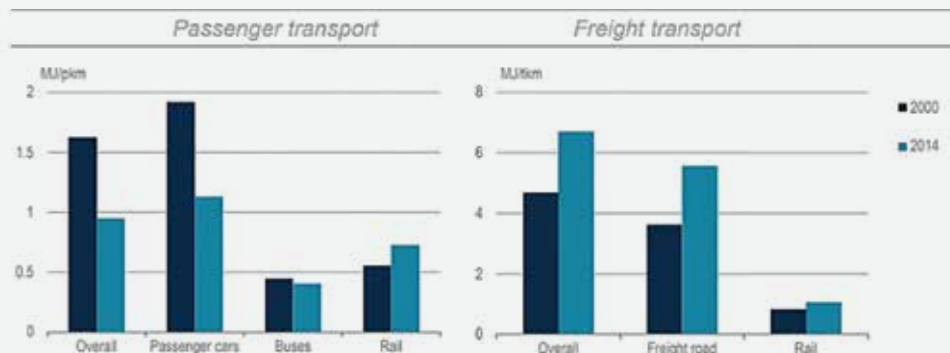
Διάγραμμα 40: Ηλικία του Στόλου Επιβατικών Αυτοκινήτων σε Επιλεγμένες Ευρωπαϊκές Χώρες, 2014



Πηγή: IEA (2017)

Ωστόσο, λόγω της συνεχούς συμμόρφωσής της με τα ευρωπαϊκά πρότυπα για την αποδοτικότητα των καυσίμων των οχημάτων σε συνδυασμό με τα μεταβαλλόμενα πρότυπα χρήσης σε συνέχεια της οικονομικής και χρηματοπιστωτικής κρίσης, η ενεργειακή ένταση των διαφόρων τρόπων μεταφοράς επιβατών μειώθηκε από το 2000 (βλ. Διάγραμμα 41). Συνολικά, η ενεργειακή ένταση στις μεταφορές επιβατών μειώθηκε κατά 41% μεταξύ του 2000 και του 2014.

Διάγραμμα 41: Ενεργειακή Ένταση στον Τομέα Μεταφορών Ανά Μέσο Μεταφοράς, 2000 και 2014

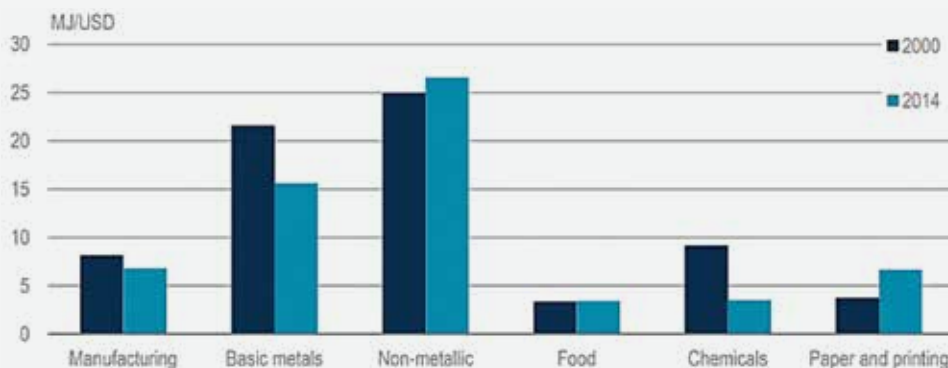


Πηγή: IEA (2017)

4.6.1.2. Ενεργειακή Ένταση στις Βιομηχανίες

Η ενεργειακή ένταση έχει μειωθεί σε διάφορους υποτομείς της βιομηχανίας από το 2000, ιδίως στους κλάδους βασικών μεταλλικών και χημικών προϊόντων (βλ. Διάγραμμα 42). Οι μειώσεις αυτές είναι αντιπροσωπευτικές της συνεχιζόμενης βελτίωσης της τεχνολογίας και της αποδοτικότητας, καθώς και της μειωμένης δραστηριότητας σε συνέχεια της οικονομικής και χρηματοπιστωτικής κρίσης. Η ενεργειακή ένταση σε άλλους τομείς της βιομηχανίας, όπως το χαρτί και η εκτύπωση, αυξήθηκε κατά την περίοδο μεταξύ 2000 και 2014. Τα αποτελέσματα αυτά αντικατοπτρίζουν το μικρό μέγεθος ορισμένων υποτομέων της βιομηχανίας στην Ελλάδα και τις επιπτώσεις της οικονομικής και χρηματοπιστωτικής κρίσης, η οποία έχει περιορίσει την ικανότητα μικρότερων επιχειρήσεων να επενδύουν σε βελτιώσεις ενεργειακής αποδοτικότητας. Η ουσιαστική αύξηση της ενεργειακής έντασης μπορεί επίσης να αντικατοπτρίζει την πτώση της ποιότητας των ενεργειακών πόρων, η οποία επηρεάζει την ενεργειακή ένταση των εξορυκτικών δραστηριοτήτων στην περίπτωση του τομέα εξόρυξης.

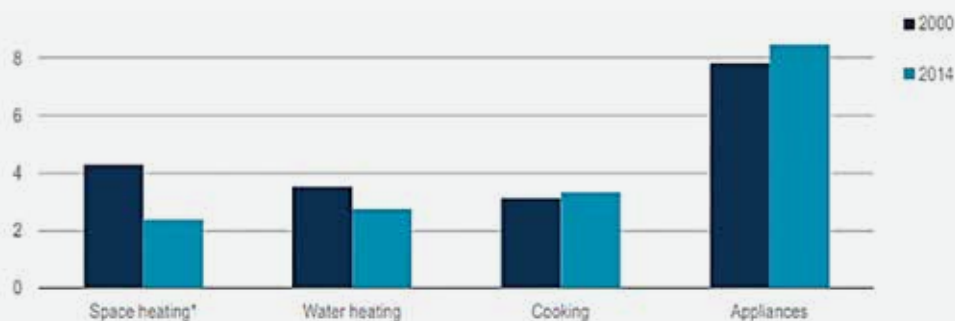
Διάγραμμα 42: Ενεργειακή Ένταση στον Βιομηχανικό Τομέα σε Επιλεγμένες Κατηγορίες, 2000 και 2014



Πηγή: IEA (2017)

Το Διάγραμμα 43 δείχνει ότι η ενεργειακή ένταση των οικιακών συσκευών αυξήθηκε μεταξύ 2000 και 2014. Αυτό είναι ένα πιθανό αποτέλεσμα του χαμηλού τιζίρου των αποθεμάτων των συσκευών στην Ελλάδα, αντανακλώντας τη μειωμένη επιθυμία και την ικανότητα των ελληνικών νοικοκυριών να αγοράζουν νέες και αποδοτικότερες συσκευές. Αυτός ο χαμηλός κύκλος εργασιών μειώνει το πεδίο πιθανής θετικής επίδρασης των ευρωπαϊκών προτύπων αποδοτικότητας.

Διάγραμμα 43: Ενεργειακή Ένταση στον Οικιστικό Τομέα Ανά Ενεργειακή Χρήση, 2000 και 2014



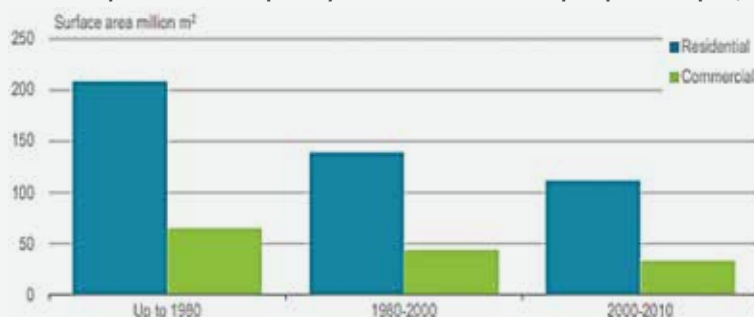
* Space heating measured in gigajoules per ten square metres.

Πηγή: IEA (2017)

Ένας σημαντικός παράγοντας που επηρεάζει την ενεργειακή χρήση και αποδοτικότητα του τομέα των κτιρίων στην Ελλάδα είναι η ηλικία του κτιριακού αποθέματος. Το Διάγραμμα 44 δείχνει ότι το 55% των κτιρίων για κατοικίες και το 70% των εμπορικών κτιρίων κατασκευάστηκαν πριν από το 1980 και συνεπώς δεν διαθέτουν ή έχουν χαμηλά επίπεδα θερμικής προστασίας.

Από το 2010, δεν έχει υπάρξει μεγάλη κατασκευαστική δραστηριότητα, παρόλο που η Ελλάδα συμμορφώνεται με την οδηγία της ΕΕ για την ενεργειακή αποδοτικότητα στα κτίρια. Αυτό σημαίνει ότι τα οφέλη από τα βελτιωμένα πρότυπα αποδοτικότητας δεν είναι ευρέως διαδεδομένα στον τομέα των κτιρίων, το οποίο είναι παρόμοιο συμπέρασμα με αυτό των οικιακών συσκευών και δεν μπορούν να εφαρμοστούν άμεσα. Τα χαμηλά επίπεδα θερμικής μόνωσης στα παλαιότερα κτίρια, σε συνδυασμό με τη συνεχιζόμενη παρουσία των θερμαντήρων πετρελαίου και συστημάτων κεντρικής θέρμανσης, βασισμένων σε λέβητες πετρελαίου, αποτελούν σημαντικές πηγές αναποτελεσματικότητας στον κτιριακό τομέα της Ελλάδας.

Διάγραμμα 44: Ηλικία Κτιριακού Αποθέματος Ανά Οικιστικά και Εμπορικά Κτίρια, 1980-2010



Πηγή: IEA (2017)

Ένας άλλος παράγοντας που επηρεάζει την ενεργειακή αποδοτικότητα του οικιστικού κτιριακού αποθέματος της Ελλάδας είναι το ποσοστό πληρότητας. Το Διάγραμμα 45 δείχνει ότι το 35% των κτιρίων κατοικιών της Ελλάδας είναι είτε άδεια είτε εποχιακά κατοικήσιμα (κατά τη διάρκεια των διακοπών). Η απόδοση της επένδυσης για μέτρα ενεργειακής αποδοτικότητας μειώνεται στα οικιστικά κτίρια που είτε δεν είναι κατοικήσιμα είτε είναι κατοικήσιμα σε ορισμένες περιόδους του έτους. Επομένως, ενδέχεται να υπάρξουν λιγότερα κίνητρα για τους ιδιοκτήτες να βελτιώσουν την ενεργειακή αποδοτικότητα της δεύτερης ή της παραθεριστικής κατοικίας τους, επιδεινώνοντας τα χαμηλά επίπεδα αποδοτικότητας εντός του κτιριακού αποθέματος της Ελλάδας.

Διάγραμμα 45: Ποσοστό Πληρότητας Οικιστικών Κτιρίων, 2011



Σύμφωνα με στοιχεία του τμήματος Περιφερειακής και Αστικής Πολιτικής της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, η Ελλάδα έλαβε περίπου €600 εκατ. σε έργα ενεργειακής αποδοτικότητας την προγραμματική περίοδο 2007-2013, επιτυγχάνοντας με αυτόν τον τρόπο 46.359 ολοκληρωθείσες ενεργειακά αναβαθμισμένες κατοικίες σε όλη τη χώρα, ετήσια εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας 66.402,42 τόνους ισοδύναμου πετρελαίου, εξοικονόμηση ενέργειας στον οικιακό τομέα 772,23 GWh, μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 554,82 χιλιάδες τόνους CO₂ και αύξηση των θέσεων εργασίας.

Ιδιαίτερη αναφορά πρέπει να γίνει στην ανάπτυξη των Εταιρειών Ενεργειακών Υπηρεσιών (ΕΕΥ) ή Energy Service Companies (ESCOs) στην Ελλάδα, οι οποίες είναι εξειδικευμένες εταιρείες σε ενεργειακά θέματα με κατάλληλη τεχνογνωσία και εμπειρία. Ο ρόλος τους βασίζεται στη διασφάλιση συγκεκριμένου ποσού εξοικονόμησης ενέργειας και η αμοιβή τους συνδέεται με το ποσοστό επιτυχίας της εξοικονόμησης ενέργειας. Τα τελευταία χρόνια, σημαντικές εξελίξεις έχουν καταγραφεί στον συγκεκριμένο τομέα στην Ελλάδα, με την αντιμετώπιση αρκετών εμποδίων. Όμως, η συγκεκριμένη αγορά παραμένει στάσιμη, με πολύ λίγα έργα να τίθενται σε εφαρμογή. Μία βάση δεδομένων καταγραφής ESCOs στην Ελλάδα έχει δημιουργηθεί επιτυχώς, καταγράφοντας 47 τέτοιες εταιρείες στα τέλη του 2015, ενώ προκειμένου να τονωθεί η σχετική αγορά σχεδιάζονται πιλοτικά έργα με την εμπλοκή ευρωπαϊκών πρωτοβουλιών, όπως είναι η πρωτοβουλία JESSICA³¹.

Ο Πίνακας 13 συνοψίζει μέσω SWOT ανάλυσης τον κλάδο της ενεργειακής αποδοτικότητας στην Ελλάδα, επισημαίνοντας ως κύριο πρόβλημα ανάπτυξης αυτού την περιορισμένη χρηματοδότηση.

Πίνακας 13: SWOT Ανάλυση για την Ενεργειακή Αποδοτικότητα της Ελλάδας

Strengths

- Θετική στάση της κυβέρνησης για θέματα ενεργειακής αποδοτικότητας
- Υψηλής ποιότητας επιστημονικό και τεχνικό υπόβαθρο
- Εφαρμογή ενεργειακής αποδοτικότητας σε άλλους τομείς (πχ. τουρισμός και ναυτιλία)

Opportunities

- Χρήση ευρωπαϊκών χρηματοδοτικών εργαλείων
- Προσέλκυση υψηλής ποιότητας επενδύσεων ενεργειακής αποδοτικότητας
- Φορολογικά κίνητρα
- Τολμηρή στάση-πολιτική βούληση

Weaknesses

- Χρηματοδότηση
- Έλλειψη μελετητικής εμπειρίας σε θέματα ενεργειακής αποδοτικότητας
- Περιορισμένη πρόσβαση σε χρηματοδοτικά εργαλεία
- Πολύπλοκη νομοθεσία και αργή προσαρμογή

Threats

- Η ελληνική οικονομία είναι ακόμα εύθραυστη
- Μεγάλες φορολογικές επιβαρύνσεις και ελάχιστα κίνητρα για τις επιχειρήσεις
- Πληθώρα κεκτημένων δικαιωμάτων (vested interests)
- Γεωπολιτική αστάθεια επηρεάζει τις προτεραιότητες

Πηγή: Καραπέτσας, Α. (2018)³²

³¹ Η πρωτοβουλία JESSICA (Joint European Support for Sustainable Investment in City Areas) αναπτύσσεται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και την Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων (ΕΤΕπ), σε συνεργασία με την Τράπεζα Ανάπτυξης του Συμβουλίου της Ευρώπης (CEB) και δεν αποτελεί νέα πηγή χρηματοδοτήσεων για τα κράτη μέλη, αλλά ένα νέο μέσο αξιοποίησης των υφιστάμενων επιχορηγήσεων των διαρθρωτικών ταμείων για τη στήριξη σχεδίων αστικής ανάπτυξης.

³² Από παρουσίαση του κ. Αλέξανδρου Καραπέτσας, Managing Partner, TRITOXO Project Management, όπως αυτή παρουσιάστηκε στο ειδικό συνέδριο του ΙΕΝΕ με τίτλο: «Επενδύοντας στην Ενεργειακή Αποδοτικότητα», που πραγματοποιήθηκε στο ίδρυμα Ευγενίδου στις 24 Μαΐου 2018.

Γενικά, οι τιμές καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώνονται από το κόστος προμήθειας στην ανταγωνιστική αγορά πλέον το κέρδος μεταπώλησης, τα τέλη χρήσης δικτύων μεταφοράς και διανομής, τους φόρους και τις εισφορές. Διάφοροι φόροι που έχουν επιβληθεί, όπως στον λιγνίτη, στο φυσικό αέριο, ΦΠΑ κλπ επηρεάζουν σημαντικά το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας στον καταναλωτή.

Πέραν τούτων, το τιμολόγιο επιβαρύνεται με τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) για την αντιστάθμιση του υψηλού κόστους ηλεκτροπαραγωγής με πετρέλαιο στα ΜΔΝ. Επίσης, επιβαρύνεται με το Ειδικό Τέλος Μείωσης Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ), που καλύπτει το πρόσθετο κόστος ηλεκτροπαραγωγής από τις ΑΠΕ. Άλλες επιβαρύνσεις επιβάλλονται κατά καιρούς, όπως για διαθεσιμότητα ισχύος, αποζημίωση ευελιξίας (ΑΔΙ, ΣΔΙ) κλπ. Έτσι, οι τιμές καταναλωτή στην Ελλάδα κατά το μεγαλύτερο μέρος διαμορφώνονται από διοικητικές αποφάσεις και φόρους.

Τα αποτελέσματα μιας έρευνας με θέμα «Βασικοί δείκτες ενεργειακής αποδοτικότητας των ελληνικών κατοικιών» των Μπαλαρά και άλλων (2014), που πραγματοποιήθηκε σε δείγμα περίπου 200 ελληνικών νοικοκυριών και αφορούσε τις συνήθειες των χρηστών σε σχέση με την κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση, επιβεβαιώνουν τα σοβαρά προβλήματα που αντιμετωπίζουν τα ελληνικά νοικοκυριά για την κάλυψη των ενεργειακών τους αναγκών. Σύμφωνα με την παραπάνω έρευνα, το 50-60% των χρηστών χρησιμοποιεί θέρμανση για λιγότερο από 6 ώρες ημερησίως, ενώ αντίστοιχα μόνο το 13-17% έχει συνεχή λειτουργία. Σχεδόν οι μισοί χρήστες εμφανίζονται δυσαρεστημένοι με τις επικρατούσες συνθήκες άνεσης στις κατοικίες τους, ενώ η πλειοψηφία επιλέγει την τμηματική θέρμανση της κατοικίας του.

Έχει διαπιστωθεί ότι το κόστος θέρμανσης ανά άτομο και μονάδα επιφάνειας είναι κατά 127% μεγαλύτερο στις χαμηλές εισοδηματικές τάξεις σε σχέση με τα υψηλά εισοδήματα, ενώ το κόστος για τον δροσισμό είναι κατά 100% μεγαλύτερο, όπως αναφέρεται στην παρουσίαση «Εξοικονόμηση ενέργειας στον κτιριακό τομέα στην Ελλάδα – Μύθοι και πραγματικότητες» του Σανταμούρη (2011) στο συνέδριο του IENE «Ενέργεια και Ανάπτυξη 2011». Αυτό οφείλεται κυρίως στο γεγονός ότι τα χαμηλότερα οικονομικά στρώματα της κοινωνίας κατά κανόνα διαμένουν σε κατοικίες χαμηλής ενεργειακής απόδοσης και δεν διαθέτουν τους απαραίτητους πόρους για την ενεργειακή αναβάθμιση των κατοικιών τους.

Σύμφωνα με τη στατιστική ανάλυση των δεδομένων από τα Πιστοποιητικά Ενεργειακής Απόδοσης που εξέδωσε το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας το 2015³³, αν τα υφιστάμενα κτίρια αναβαθμίζονταν ενεργειακά, ώστε να πληρούν τις προδιαγραφές του Κανονισμού Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίων

(KENAK), και συγκεκριμένα, αν αναβαθμίζονταν σε ενεργειακή κατηγορία Β', θα ήταν εφικτό ένα ποσοστό εξοικονόμησης ενέργειας 59% για τις κατοικίες, 38% για τα κτίρια τριτογενούς τομέα και 39% για τα δημόσια κτίρια. Αυτό αυτόματα μεταφράζεται σε μείωση του κόστους για τη θέρμανση/ψύξη τους.

Επίσης, ο Συνήγορος του Πολίτη, στο πλαίσιο της συμμετοχής του στο πρόγραμμα «Αλληλεγγύη και κοινωνικός αποκλεισμός στην Ελλάδα»³⁴, πραγματοποίησε μεταξύ Φεβρουαρίου και Απριλίου του 2015 μια έρευνα στην οποία διερευνήθηκαν, μεταξύ άλλων, ο κοινωνικός αποκλεισμός και τα προβλήματα υποβάθμισης που έχουν προκύψει σε συγκεκριμένες περιοχές της Αθήνας και του Δυτικού Λεκανοπεδίου, από την οποία προέκυψαν τα εξής συμπεράσματα:

- Το 29,2% των ερωτηθέντων δήλωσε ότι δεν καλύπτονται οι ανάγκες τους σε θέρμανση/ψύξη, μαγείρεμα, ζεστό νερό, ψυγείο και ηλεκτρισμό, ενώ το 80,2% του συγκεκριμένου ποσοστού δεν είναι σε θέση να καλύψει ούτε καν τις βασικές ανάγκες ψύξης - θέρμανσης, κυρίως για οικονομικούς λόγους.
- Το 17% των ερωτηθέντων δήλωσε ότι διακόπηκε η ηλεκτροδότηση ή η υδροδότηση της οικίας του λόγω ανεξόφλητων λογαριασμών, με το 45,5% να αναφέρει ότι η διακοπή πραγματοποιήθηκε τουλάχιστον μια έως δύο φορές.
- Το 48,5% των ερωτηθέντων αντιμετώπισε δυσκολίες κατά την τελευταία πενταετία στην αποπληρωμή οφειλών του.
- Το 24% των ερωτηθέντων έχει προβεί σε ρύθμιση ληξιπρόθεσμων οφειλών του προς τη ΔΕΗ ή την ΕΥΔΑΠ.
- Το 12% των ερωτηθέντων που διαμένουν σε πολυκατοικία ανέφερε ότι δεν υπάρχει κεντρική θέρμανση λόγω παλαιότητας του κτιρίου. Από τους υπόλοιπους που διαμένουν σε πολυκατοικία με κεντρική θέρμανση, το 23,4% δήλωσε ότι δεν λειτουργεί από το 2010, κυρίως για οικονομικούς λόγους.
- Οι ερωτηθέντες που διαμένουν σε πολυκατοικία όπου δεν υπάρχει ή δεν λειτουργεί κεντρική θέρμανση χρησιμοποιούν ως μέσο θέρμανσης σόμπες (υγραερίου, χαλαζία, αλογόνου, κηροζίνης) σε ποσοστό 33,14%, κλιματιστικά σε ποσοστό 29,14% και θερμοσυσσωρευτές σε ποσοστό 21,71%. Καταγράφηκε, επίσης, ένα ποσοστό 4,57% που δεν χρησιμοποιεί κανένα μέσο θέρμανσης.

Σημαντικό εύρημα της έρευνας είναι το ότι το 27,8% των ερωτηθέντων δεν ήταν καν ενήμερο σχετικά με τη δυνατότητα ένταξης στα εκπαιδευτικά τιμολόγια που προβλέπονται για συγκεκριμένες κατηγορίες ευάλωτων πελατών της ΔΕΗ, ενώ μόλις το 17%

³³ ΥΠΕΝ (2015): Έκθεση Στατιστικής Ανάλυσης ΠΕΑ Κτιρίων Έτους 2015

³⁴ Έκθεση Συνηγόρου του Πολίτη (2015). <https://goo.gl/QI9GND>

δήλωσαν ότι έχουν ήδη υπαχθεί σε εκπαιδευτικό τιμολόγιο.

Η ενεργειακή φτώχεια αποτυπώνεται τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα και μέσα από τα αυξημένα αιτήματα πολιτών προς φορείς της τοπικής αυτοδιοίκησης για τη λήψη υποστήριξης σε θέματα ενέργειας. Χαρακτηριστική είναι η προγραμματική σύμβαση «Ηλεκτρικό ρεύμα για όλους»³⁵ μεταξύ της ΔΕΗ και της Περιφέρειας Ιονίων Νήσων, με στόχο την ενίσχυση των νοικοκυριών που αδυνατούν να ανταποκριθούν στην αποπληρωμή των λογαριασμών τους.

Επίσης, σημαντικό πρόγραμμα υποστήριξης είναι το συγχρηματοδοτούμενο Πρόγραμμα «Εξοικονομώ κατ' Οίκον», που παρέχει κίνητρα στους πολίτες προκειμένου να βελτιώσουν την ενεργειακή απόδοση του σπιτιού τους, εξοικονομώντας χρήματα και ενέργεια και αυξάνοντας με αυτόν τον τρόπο την αξία του. Τον Φεβρουάριο 2018, υπογράφηκε η Υπουργική Απόφαση με την οποία ορίζονται οι όροι και οι προϋποθέσεις για να ενταχθεί κάθε ενδιαφερόμενος στο επιδοτούμενο Πρόγραμμα «Εξοικονομώ κατ' Οίκον II» συνολικού προϋπολογισμού €500 εκατ. Το νέο πρόγραμμα παρέχει χρηματοδότηση για την υλοποίηση παρεμβάσεων, με στόχο την εξοικονόμηση ενέργειας στον οικιακό κτιριακό τομέα, τη μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης και κατά συνέπεια του ενεργειακού κόστους των νοικοκυριών, με ιδιαίτερη μέριμνα για τα χαμηλά και μεσαία εισοδήματα.

Ειδική αναφορά πρέπει να γίνει σε Working Paper³⁶ του IENE με τίτλο «Εμπειρία της Ελλάδας στην Λήψη Ευρωπαϊκών Κονδυλίων για την Βελτίωση της Ενεργειακής Απόδοσης των Κτιρίων», όπου αναλύεται διεξοδικά το ανωτέρω επιδοτούμενο Πρόγραμμα «Εξοικονομώ κατ' Οίκον». Πιο συγκεκριμένα, κατά τη διάρκεια της πενταετίας 2010-2014 λειτουργίας αυτών των Προγραμμάτων, η Ελλάδα απορρόφησε σχεδόν €486 εκατ. με περισσότερες από 40.000 επιτυχείς εφαρμογές σε διάφορους τύπους κτιρίων για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας και 136.000 επιτυχείς αντικαταστάσεις μονάδων κλιματισμού.

Ένα ειδικό θέμα, που έχει ενταθεί το τελευταίο διάστημα στην Ελλάδα, είναι η ενεργειακή φτώχεια την οποία αντιμετωπίζουν πρόσφυγες που διαμένουν σε ακατάλληλους χώρους «υποδοχής» για αρκετά μεγάλα διαστήματα. Είναι πιθανόν ότι τα προβλήματα του χειμώνα (βροχές, κρύο, υγρασία) διαδέχονται το πρόβλημα της υπερθέρμανσης για τους πρόσφυγες που ζουν στο ύπαιθρο, σε κτίρια και χώρους που δεν πληρούν τις απαραίτητες προδιαγραφές.

Αξίζει να αναφερθεί ότι στην Ελλάδα έχει συσταθεί το Παρατηρητήριο Ενεργειακής Φτώχειας υπό την εποπτεία του ΚΑΠΕ. Οι αρμοδιότητες-στόχοι

του Παρατηρητηρίου, όπως παρουσιάζονται στην επίσημη ιστοσελίδα του, είναι:

- η έρευνα των πραγματικών επιπέδων ενεργειακής φτώχειας στην Ελλάδα μέσω αντιπροσωπευτικών δεικτών και η παρακολούθηση της εξέλιξής τους με την πάροδο των ετών,
- η αναγνώριση των συνθηκών στις οποίες εντείνεται το φαινόμενο της ενεργειακής φτώχειας,
- η άσκηση αποτελεσματικότερης ενεργειακής πολιτικής με γνώμονα την επίτευξη οικονομικής και κοινωνικής συνοχής και
- ο προσδιορισμός πιθανών μέτρων πολιτικής για την εξομάλυνση του φαινομένου.

Προκειμένου, όμως, να επιτευχθούν οι κρίσιμοι αυτοί στόχοι για την καταπολέμηση της ενεργειακής φτώχειας, θα πρέπει ο φορέας αυτός να αποκτήσει ουσιαστικές αρμοδιότητες, να στελεχωθεί κατάλληλα και να αναβαθμιστεί η λειτουργία του. Είναι αυτονόητο, επίσης, ότι θα πρέπει να συνεργάζεται με το αντίστοιχο υπάρχον Ευρωπαϊκό Παρατηρητήριο³⁷ για την ενεργειακή φτώχεια, ώστε οι δύο φορείς να λειτουργούν συμπληρωματικά και να ανταλλάσσουν απόψεις και τεχνογνωσία.

³⁵ ΔΕΗ (2016): Απόσπασμα πρακτικών συνεδρίασης ΔΣ (10/3/2016): <https://goo.gl/povvd5>

³⁶ Stambolis, C. and Theofylaktos, C. (2014), "Greece's Experience in Using EU Structural Funds for Improving the Energy Performance of Buildings", IENE Working Paper No 21, December 2014, <http://iene.gr/articlefiles/working%20paper%20no%2021.pdf>

³⁷ <https://www.energypoverity.eu/>



Στόχοι Ενεργειακής Πολιτικής για την Ελλάδα







5. Στόχοι Ενεργειακής Πολιτικής για την Ελλάδα

5.1. Ευρωπαϊκοί Στόχοι

Σήμερα, η Ευρώπη αντιμετωπίζει μια σειρά από προκλήσεις: (α) αυξανόμενη ζήτηση για ενέργεια, (β) αστάθεια των ενεργειακών τιμών, (γ) διαταραχές στον ενεργειακό εφοδιασμό και (δ) δραστική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Επομένως, πρέπει να υπάρξει μείωση του αντίκτυπου του τομέα της ενέργειας στο περιβάλλον και στην κλιματική αλλαγή.

Για την αντιμετώπιση των προκλήσεων αυτών, απαιτείται μία ξεκάθαρη ευρωπαϊκή ενεργειακή στρατηγική. Η ενεργειακή πολιτική της ΕΕ έχει 3 κύριους στόχους:

- ασφάλεια εφοδιασμού
- ανταγωνιστικότητα
- βιωσιμότητα και αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει ήδη εφαρμόσει μία σειρά σχεδίων για μία Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Ένωση. Με αυτόν τον τρόπο, αναμένεται να εξασφαλισθεί ασφαλής, οικονομικά προσιτή και φιλοπεριβαλλοντική ενέργεια για όλους τους πολίτες και τις επιχειρήσεις της ΕΕ. Η Ενεργειακή Ένωση έχει ως βάση την υφιστάμενη ενεργειακή πολιτική της ΕΕ, η οποία περιλαμβάνει ένα Πλάνο Δράσης (Action Plan) για την Ενέργεια και το Κλίμα με ορίζοντα το 2030 και τη Στρατηγική για την Ενεργειακή Ασφάλεια.

Πιο συγκεκριμένα, η ΕΕ έχει θέσει ενεργειακούς και κλιματικούς στόχους για το 2020, το 2030 και το 2050.

Όσον αφορά τους **στόχους για το 2020**, αυτοί περιλαμβάνουν:

- μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 20% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990,
- αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ τουλάχιστον στο 20% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας και
- βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας κατά τουλάχιστον 20%.

Όσον αφορά τους **στόχους για το 2030**, αυτοί περιλαμβάνουν:

- μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 40% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990,
- αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ τουλάχιστον στο 32% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας,
- βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας κατά τουλάχιστον 32,5% και
- προώθηση ηλεκτρικών διασυνδέσεων σε ποσοστό 15% (δηλ. το 15% της ενέργειας που παράγεται στην ΕΕ πρέπει να μπορεί να μεταφέρεται και προς άλλες χώρες της ΕΕ).

Όσον αφορά τους **στόχους για το 2050**, αυτοί περιλαμβάνουν:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 80%-95% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990.

Οι επιδόσεις της ΕΕ μέχρι σήμερα δείχνουν ότι βρίσκεται σε καλό δρόμο για την επίτευξη των στόχων του 2020, καθώς:

- οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μειώθηκαν κατά 18% την περίοδο 1990-2015,
- το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ έφθασε στο 14,1% το 2015, δηλ. σημείωσε άνοδο σε σχέση με το 8,5% που ήταν το 2005, ενώ
- η ενεργειακή αποδοτικότητα αναμένεται να βελτιωθεί κατά 18-19% έως το 2020. Η ΕΕ είναι πολύ κοντά στον στόχο του 20% που έχει τεθεί και η επίτευξή του είναι εφικτή, εάν και εφόσον τα κράτη μέλη εφαρμόσουν όλες τις απαραίτητες νομοθετικές πράξεις.

5.2. Εθνικοί Στόχοι

Στο πλαίσιο χάραξης μιας ενιαίας Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής έχουν τεθεί συγκεκριμένοι στόχοι για κάθε κράτος μέλος της ΕΕ. Οι στόχοι αυτοί τίθενται σε συνεργασία με τις κυβερνήσεις των κρατών-μελών, με τα περισσότερα κράτη να αποδέχονται τους βασικούς κατευθυντήριους στόχους. Υπο αυτήν την έννοια, ο κεντρικός άξονας της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας καθορίζεται εν πολλοίς από τις Βρυξέλλες, αν και υπάρχουν περιθώρια διαφοροποίησης αν μια χώρα επιθυμεί και δύναται να αναπτύξει ενεργειακούς πόρους, που εκτιμά ότι διαθέτει συγκριτικά πλεονεκτήματα έναντι άλλων χωρών (λ.χ. ΑΠΕ, ενεργειακή αποδοτικότητα, παραγωγή υδρογονανθράκων, κτλ.).

Μία γνωστή επίπτωση για την Ελλάδα σε ό,τι αφορά την υιοθέτηση της σημερινής Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής αποτελεί το ζήτημα της κλιματικής αλλαγής, η οποία μέχρι πρόσφατα, δεν αποτελούσε προτεραιότητα της χώρας μας, καθώς η χρήση του λιγνίτη υπήρξε στρατηγική επιλογή, παρά τις αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, μιας και είναι το μόνο εγχώριο ορυκτό καύσιμο. Σήμερα, η Ελλάδα έχει αποδεχθεί σιωπηλά την υιοθετηθείσα πολιτική της ΕΕ για την σταδιακή μείωση της χρήσης λιγνίτη εις βάρος ασφαλώς της παραγωγής και κερδοφορίας της ΔΕΗ και προς όφελος των εισαγωγών φυσικού αερίου.

Σήμερα, οι στόχοι της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας, που είναι συμβατοί με αυτούς της ΕΕ, συνοψίζονται ως εξής:

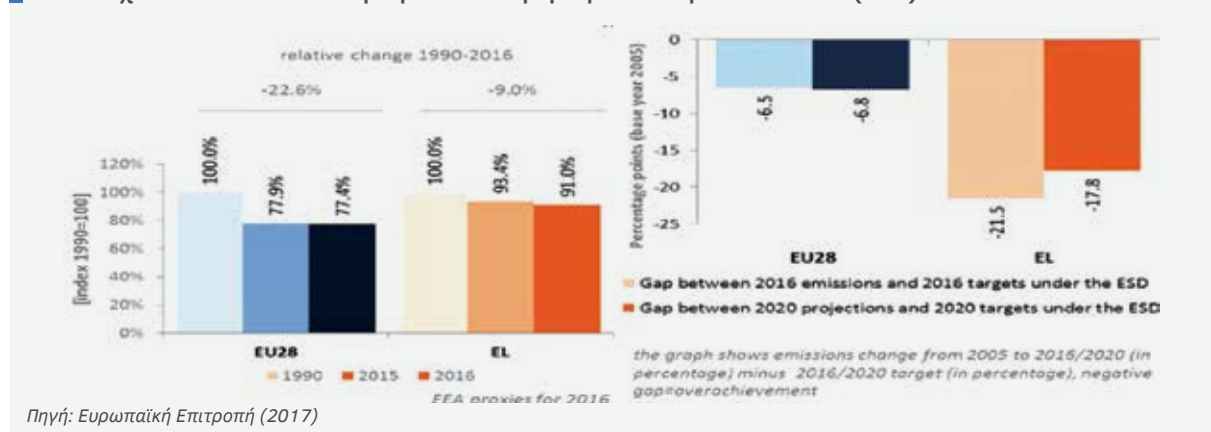
- τουλάχιστον 20% συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας το 2020, 2% μεγαλύτερος από τον εθνικό στόχο 18% της ΕΕ.

- τουλάχιστον 40% συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το 2020.
- τουλάχιστον 20% συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση και ψύξη μέχρι το 2020.
- τουλάχιστον 10% συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές μέχρι το 2020.
- έναν στόχο, δεσμευτικό σε επίπεδο ΕΕ, για επίτευξη κατά τουλάχιστον 32% του μεριδίου της κατανάλωσης ενέργειας από ΑΠΕ για το 2030.
- έναν στόχο σε επίπεδο ΕΕ για την κατά τουλάχιστον 32,5% βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας για το 2030.
- 20% μείωση στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2020, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990, και τουλάχιστον 40% μείωση μέχρι το 2030 (που θα αποτελείται από μια μείωση κατά 43% των αερίων του θερμοκηπίου των τομέων που υπάγονται στο ETS (ΣΕΔΕ) και μια μείωση κατά 30% των αερίων του θερμοκηπίου των τομέων εκτός ETS, σε σύγκριση με το 2005, αντίστοιχα).

Όσον αφορά τον τελευταίο στόχο και σύμφωνα με εθνικές προβλέψεις, οι εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου των τομέων εκτός ETS στην Ελλάδα θα μειωθούν κατά 22% μεταξύ 2005 και 2020. Η Ελλάδα αναμένεται να πετύχει, επομένως, τον στόχο της για την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (μία πτώση 4% σε σύγκριση με το επίπεδο εκπομπών του 2005).

Σύμφωνα με εκτιμήσεις του 2016 από τον Ευρωπαϊκό Οργανισμό Περιβάλλοντος, η ένταση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου της ελληνικής οικονομίας ήταν υψηλότερη από τον μέσο όρο της ΕΕ-28 (βλ. Διάγραμμα 47). Το 2016, οι κατά κεφαλήν εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου στην Ελλάδα ήταν ελαφρώς πάνω από τον μέσο όρο της ΕΕ-28 (2%), ενώ το 1990 ήταν κάτω από τον μέσο όρο της ΕΕ-28 κατά 13%.

Διάγραμμα 47: Μειώσεις Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου (LHS) και Απόκλιση Μεταξύ Εκπομπών και Στόχων υπό τον Κανονισμό για τον Επιμερισμό των Προσπαθειών³⁸ (RHS)



Ο κύριος στόχος του Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού και της εκπόνησης του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) είναι ο σχεδιασμός, ο προγραμματισμός και η υλοποίηση των βέλτιστων ενεργειακών πολιτικών που θα συντελέσουν στην επίτευξη των μεσοπρόθεσμων και μακροπρόθεσμων εθνικών ενεργειακών στόχων, θα συνεισφέρουν στην οικονομική ανάπτυξη της χώρας και ταυτόχρονα θα ανταποκριθούν στην πρόκληση της μείωσης του κόστους ενέργειας και της προστασίας των τελικών καταναλωτών από υψηλές τιμές των ενεργειακών προϊόντων.

Στο πλαίσιο αυτό, οι κύριες επιδιώξεις που τίθενται με την εκπόνηση του εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού αφορούν:

- την επίτευξη συγκεκριμένων εθνικών στόχων αναφορικά με τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου, της μεγαλύτερης συμμετοχής ΑΠΕ στην εγχώρια κατανάλωση ενέργειας και την επίτευξη εξοικονόμησης ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας,
- τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας στην πρωτογενή και τελική κατανάλωση ενέργειας,

³⁸ Ο Κανονισμός για τον επιμερισμό των προσπαθειών (Effort Sharing Decision) θέτει δεσμευτικούς στόχους μείωσης των εκπομπών για τα κράτη μέλη της ΕΕ σε τομείς που δεν εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών της ΕΕ (ΣΕΔΕ) για την περίοδο 2021-2030. Ο Κανονισμός αποσκοπεί να διασφαλίσει ότι ο στόχος να μειωθούν οι εκπομπές σε τομείς εκτός ΣΕΔΕ κατά 30% έως το 2030, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 2005, επιτυγχάνεται στους τομείς επιμερισμού των προσπαθειών, συμπεριλαμβανομένων των κτιρίων, της γεωργίας (εκπομπές εκτός CO₂), της διαχείρισης αποβλήτων και των μεταφορών (εκτός της αεροπορίας και της ναυτιλίας).

- τη λειτουργία μιας ανταγωνιστικής εγχώριας αγοράς ενέργειας,
- την ενίσχυση της ασφάλειας ενεργειακού εφοδιασμού,
- την προστασία και ενδυνάμωση του ρόλου των καταναλωτών στο ενεργειακό σύστημα,
- την ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας της ελληνικής οικονομίας και
- την αύξηση της εγχώριας προστιθέμενης αξίας στον ενεργειακό τομέα και της δημιουργίας νέων θέσεων εργασίας.

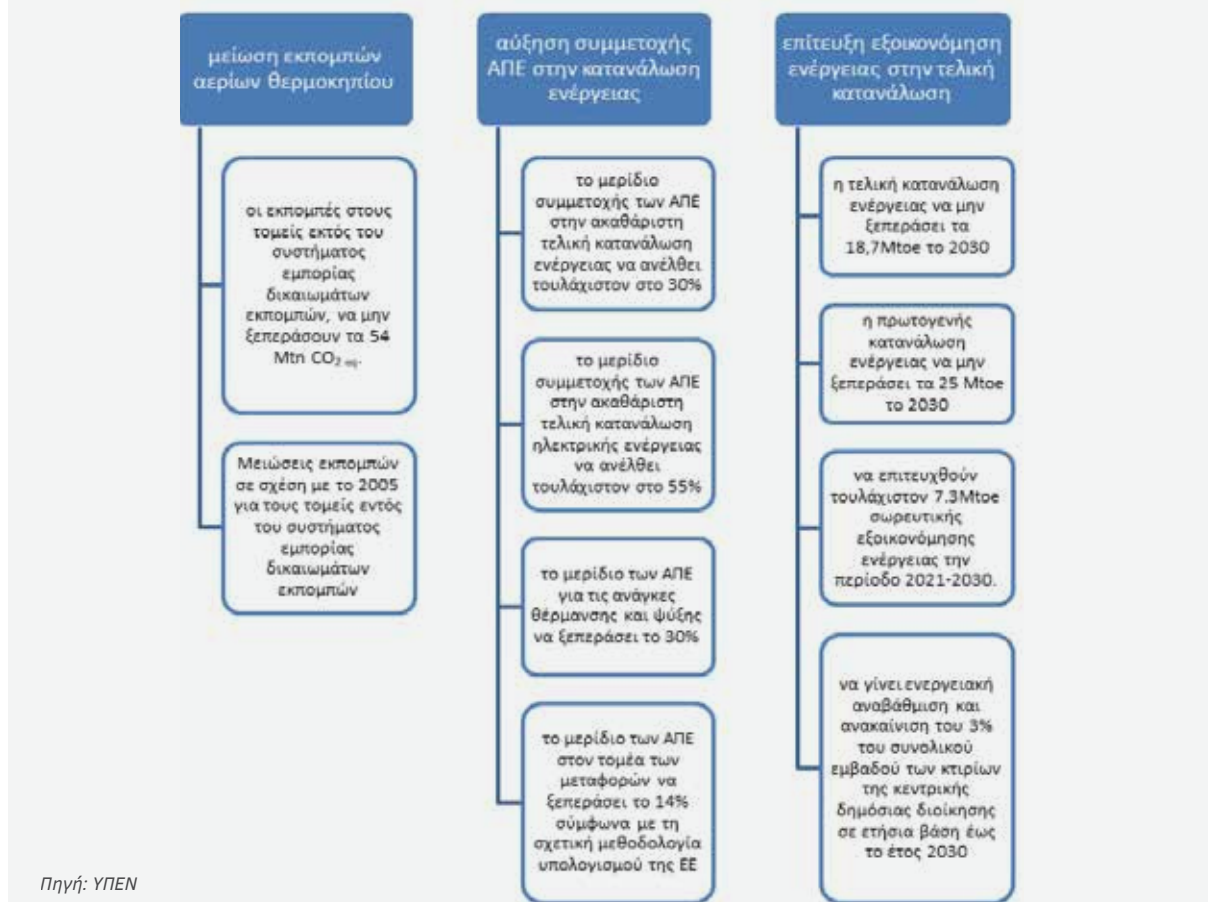
Ειδικότερα, στο πλαίσιο του εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού τίθενται τρεις βασικοί ποσοτικοί στόχοι πολιτικής για την περίοδο έως το έτος 2030, οι οποίοι απορρέουν από τις προτεραιότητες που έχουν διαμορφωθεί σε εθνικό επίπεδο, καθώς και από τις περιβαλλοντικές και ενεργειακές επιδιώξεις που έχουν αναπτυχθεί και συμφωνηθεί σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Συγκεκριμένα, οι στόχοι αυτοί αναφέρονται για την περίοδο μέχρι το 2030 και αφορούν :

- τη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 16% σε σχέση με τα αντίστοιχα επίπεδα εκπομπών του έτους 2005 για τους τομείς εκτός του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών,
- την επίτευξη μεριδίου συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας τουλάχιστον στο 30% και
- την επίτευξη εξοικονόμησης ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά τουλάχιστον 30%.

Στο Διάγραμμα 48 που ακολουθεί παρουσιάζονται και οι επιμέρους ποσοτικές επιδιώξεις που επιδιώκονται στο πλαίσιο της επίτευξης των στόχων αυτών.

Διάγραμμα 48: Γενικοί Ενεργειακοί Στόχοι της Ελλάδας για την Περίοδο 2021-2030



Πρέπει να επισημανθεί ότι οι τρεις αυτές κατηγορίες βασικών στόχων βρίσκουν εφαρμογή και για την περίοδο μέχρι το 2020, όπου έχουν ήδη τεθεί εθνικοί δεσμευτικοί ή ενδεικτικοί στόχοι στο πλαίσιο του ενωσιακού και εθνικού δικαίου.

5.3. Κλιματική Αλλαγή

Η κλιματική αλλαγή που καταγράφεται ήδη σε παγκόσμια κλίμακα δεν αποτελεί απλώς ένα περιβαλλοντικό πρόβλημα, λόγω π.χ. της αύξησης της θερμοκρασίας του αέρα ή της συχνότερης εμφάνισης ακραίων καιρικών φαινομένων, όπως συχνά και εσφαλμένα προσεγγίζεται. Εκτός από τις προφανείς περιβαλλοντικές επιπτώσεις, σχετίζεται άμεσα με το αναπτυξιακό μοντέλο μιας χώρας ή περιοχής σε παγκόσμιο επίπεδο, καθώς παραγωγικοί κλάδοι και τομείς επηρεάζονται άμεσα ή έμμεσα από την κλιματική αλλαγή και οφείλουν να εντείνουν τα μέτρα για την αντιμετώπισή της και να προσαρμοστούν σε αυτή για να διατηρήσουν τη δυναμική τους.

Η συσχέτιση της κλιματικής αλλαγής με το αναπτυξιακό μοντέλο έχει αποκτήσει σημαντικό ρόλο στα σχέδια προσαρμογής των αναπτυσσόμενων χωρών στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Η αξιόπιστη εκτίμηση των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής αποτελεί καθοριστική παράμετρο για το σχέδιο προσαρμογής σε αυτή σε βραχυπρόθεσμο, μεσοπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο ορίζοντα. Ως εκ τούτου, οι νέες κλιματικές συνθήκες θα πρέπει να προσδιορίζονται με σεβασμό στην επιστημονική μεθοδολογία, με αναφορά στις αποκλίσεις που μπορεί να σημειωθούν ως προς τις επιπτώσεις και με προσήλωση στη διακρίβωση και στα μέτρα αντιμετώπισης. Η διασφάλιση των παραπάνω στοιχείων αποτελεί βασική υποχρέωση και της επιστημονικής κοινότητας, ώστε η επιστημονική γνώση να υποστηρίζει με το κύρος της, τον σχεδιασμό πολιτικών για την κοινωνία (και την οικονομία) αλλά και να ενημερώνει ορθά τους πολίτες που συχνά γίνονται δέκτες πρόχειρων εκτιμήσεων για την κλιματική αλλαγή και τις επιπτώσεις της.

Οι υψηλές και ολοένα αυξανόμενες εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου αποτελούν την κύρια αιτία της αύξησης της θερμοκρασίας του πλανήτη. Ο ενεργειακός τομέας συμμετέχει με υψηλό ποσοστό στις εκπομπές, οπότε κρίνεται αναγκαία η μετάβαση σε ένα άλλο ενεργειακό μοντέλο. Έτσι, μία προσέγγιση που δεν θα πρέπει να υποτιμάται είναι ότι η κλιματική αλλαγή δεν πρέπει να αντιμετωπίζεται μόνο ως κίνδυνος αλλά και ως ευκαιρία. Η έγκαιρη ανάλυση των χαρακτηριστικών της κλιματικής αλλαγής και η συνάρτησή τους με το αναπτυξιακό μοντέλο μιας χώρας επιτρέπει την προστασία παραγωγικών κλάδων και κατά συνέπεια και της αγοράς εργασίας, διευκολύνει τον εντοπισμό και την ανάπτυξη νέων κλάδων, αναδεικνύει τη σημασία του εθνικού χωροταξικού σχεδιασμού, υποστηρίζει το κράτος στο μακροπρόθεσμο σχεδιασμό, προστατεύει το κοινωνικό κεφάλαιο και το ΑΕΠ, αλλά και αναδεικνύει συγκριτικά πλεονεκτήματα που διαμορφώνονται ανά παραγωγικό κλάδο.

Σε Παγκόσμιο Επίπεδο

Η κλιματική αλλαγή αναμένεται να επηρεάσει τόσο την ποσότητα της απαιτούμενης ενέργειας όσο και τη χωρική και χρονική κατανομή της. Η μεγάλη διακύμανση φορτίων που θα προκύψει λόγω των μεταβολών θα επηρεάσει τις ανάγκες (αύξηση) για μονάδες παραγωγής και θα πιέσει αυξητικά το κόστος της ηλεκτροπαραγωγής. Επιπροσθέτως, οι ενεργειακές υποδομές, όπως και οι υποδομές μεταφοράς ενέργειας, θεωρούνται ευάλωτες στις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής. Η τρωτότητα ορισμένων ενεργειακών υποδομών, ιδιαίτερα των ηλεκτρικών δικτύων, επηρεάζει σε σημαντικό βαθμό το σύνολο του ενεργειακού συστήματος και κατά συνέπεια πρέπει να λαμβάνεται σοβαρά υπόψη κατά τον ενεργειακό σχεδιασμό.

Σύμφωνα με τους Mideksa et al. (2010³⁹), Pryor et al. (2010⁴⁰) και Schaeffer et al. (2012⁴¹), μεταξύ των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής στις ενεργειακές υποδομές καταγράφονται οι εξής:

- Η παραγωγικότητα υδροηλεκτρικών σταθμών επηρεάζεται από τη διαθεσιμότητα των υδατικών πόρων. Οι σταθμοί αυτοί σχεδιάζονται με βάση ιστορικά αρχεία των κλιματικών παραμέτρων με αποτέλεσμα η κλιματική αλλαγή να επηρεάζει όχι μόνο τη λειτουργία και την απόδοσή τους αλλά και τη βιωσιμότητά τους.
- Τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και τα κέντρα υψηλής τάσης είναι υποδομές ιδιαίτερα τρωτές σε ακραία καιρικά φαινόμενα και πλημμύρες. Επίσης, η άνοδος της στάθμης της θάλασσας επηρεάζει δικτυακές υποδομές που γειτνιάζουν με τη θάλασσα, καθώς και τις υποθαλάσσιες διασυνδέσεις.
- Τρωτές σε ακραία καιρικά φαινόμενα είναι και οι εγκαταστάσεις παραγωγής από ΑΠΕ, κυρίως από αιολικά και δευτερευόντως από ηλιακά πάρκα μέσω της μεταβολής του αιολικού και ηλιακού δυναμικού μιας περιοχής. Οι μεγάλες ταχύτητες ανέμου μπορούν να προκαλέσουν ζημιές στις ανεμογεννήτριες αν έχουν σχεδιαστεί με διαφορετικά κλιματικά πρότυπα, ενώ οι μικρές ταχύτητες του ανέμου απειλούν τη βιωσιμότητα των αιολικών πάρκων.
- Η μειωμένη διαθεσιμότητα υδάτων μειώνει την ενεργειακή διαθεσιμότητα θερμοηλεκτρικών μονάδων (πετρελαίου, λιγνίτη, πυρηνικά εργοστάσια, γεωθερμικά) που ψύχονται από ύδατα λιμνών και ποταμών.
- Οι πετρελαϊκές υποδομές (διυλιστήρια, μεγάλου μεγέθους αποθηκευτικοί χώροι) καθώς και ορισμένες υποδομές φυσικού αερίου (θερματικοί σταθμοί υδροποιημένου αερίου) που είναι εγκαταστημένες σε παράκτιες ζώνες, ενδεχομένως να επηρεαστούν από την άνοδο της στάθμης της θάλασσας.

³⁹ Mideksa, T., Kallbekken, S. (2010), "The impact of climate change on the electricity market: A review", *Energy Policy*. Volume 38, Issue 7, pp. 3579-3580.

⁴⁰ Pryor, S.C. and Barthelmie, R.J. (2010), "Climate change impacts on wind energy: a review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 14, pp. 430-437.

⁴¹ Schaeffer, R., Szklo, A., Lucena, A., Borba, B., Nogueira, L., Fleming, F., Troccoli, A., Harrison, M., Boulahya, M. (2012), "Energy sector vulnerability to climate change: A review", *Energy*. Vol. 38, 1, pp. 1-12.

Η κλιματική αλλαγή επηρεάζει, επίσης, τα ενεργειακά αποθέματα, καθώς και το ενεργειακό δυναμικό των ΑΠΕ. Για παράδειγμα, η παραγωγή ενέργειας από υδροηλεκτρικά εργοστάσια εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα των υδάτινων πόρων και κατ' επέκταση από τον υδρολογικό κύκλο.

Τα βιοκαύσιμα είναι ευάλωτα στις αλλαγές των κλιματικών παραμέτρων, όπως η θερμοκρασία, η βροχόπτωση και τα επίπεδα του διοξειδίου του άνθρακα, καθώς επηρεάζονται οι καλλιέργειες που χρησιμοποιούνται ως πρώτη ύλη για την παραγωγή αιθανόλης και βιοντίζελ.

Η αλλαγή στην περιεκτικότητα της ατμόσφαιρας σε υδατμούς, η αλλαγή στη νεφοκάλυψη και η αλλαγή των χαρακτηριστικών των νεφών επηρεάζει την ατμοσφαιρική διαπερατότητα και κατά συνέπεια την παραγωγή ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά πάρκα. Οι αλλαγές αυτές μπορούν να είναι θετικές ή αρνητικές ανάλογα με την αλλαγή των κλιματικών παραμέτρων κάθε περιοχής. Στην Νοτιοανατολική Ευρώπη, όπου βρίσκεται η Ελλάδα, αναμένεται ότι η αλλαγή των κλιματικών παραμέτρων θα ευνοήσει την παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκά κατά 5,8%, σύμφωνα με τον Bartok (2010⁴²).

Οικονομικά της Κλιματικής Αλλαγής

Σύμφωνα με σχετικό βιβλίο της Επιτροπής Μελέτης των Επιπτώσεων της Κλιματικής Αλλαγής (ΕΜΕΚΑ) της Τράπεζας της Ελλάδος⁴³, η Διακυβερνητική Διάσκεψη για την Κλιματική Αλλαγή (IPCC), στην πρόσφατη έκθεσή της⁴⁴, αναφέρει ότι:

- Οι ανθρώπινες δραστηριότητες εκτιμάται ότι έχουν οδηγήσει σε άνοδο της θερμοκρασίας του πλανήτη κατά 1,0°C περίπου σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα, με πιθανό εύρος από 0,8°C έως 1,2°C. Η αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη είναι πιθανόν να φθάσει σε 1,5°C μεταξύ 2030 και 2052, αν συνεχιστεί με το σημερινό ρυθμό.
- Οι συνδεδεμένοι με την κλιματική αλλαγή κίνδυνοι για την υγεία, τα μέσα διαβίωσης, την επισιτιστική ασφάλεια, την παροχή νερού, την ανθρώπινη ασφάλεια και την οικονομική ανάπτυξη εκτιμάται ότι θα πολλαπλασιαστούν με την αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη κατά 1,5°C και ακόμη περισσότερο αν η θερμοκρασία αυξηθεί κατά 2°C.
- Οι κίνδυνοι αυτοί συναρτώνται με το μέγεθος και το ρυθμό της αύξησης της θερμοκρασίας, τη γεωγραφική θέση, το επίπεδο ανάπτυξης και το βαθμό τρωτότητας κάθε περιοχής, καθώς και από τις επιλογές και την εφαρμογή των μέτρων προσαρμογής και μετριασμού.
- Υπάρχει ένα ευρύ φάσμα επιλογών αντιμετώπισης και προσαρμογής που εκτιμάται ότι μπορούν να

μειώσουν τους κινδύνους της κλιματικής αλλαγής. Ωστόσο, με την παραδοχή ότι η θερμοκρασία του πλανήτη θα αυξηθεί κατά 1,5°-2,0°C, για ορισμένα ανθρώπινα και φυσικά συστήματα, υπάρχουν περιορισμοί στις επιλογές και τις δυνατότητες προσαρμογής και άρα ανάλογες απώλειες. Ο αριθμός και η διαθεσιμότητα των επιλογών προσαρμογής ποικίλλουν ανά τομέα.

Εκτιμάται ότι η όλη προσπάθεια των χωρών της παγκόσμιας κοινότητας να μειώσουν τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου, με βάση τους στόχους που έχουν θέσει στο πλαίσιο της συμφωνίας των Παρισίων τον Δεκέμβριο του 2015, θα έχει ως αποτέλεσμα οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου παγκοσμίως να μειωθούν και να φθάσουν τους 52-58 GtCO₂eq ετησίως το 2030. Οι κατευθύνσεις που ακολουθούνται για την επίτευξη αυτών των στόχων δεν θα μπορούσαν να περιορίσουν την αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη κατά 1,5°C, ακόμη και αν συμπληρωθούν από δραστική αύξηση της κλίμακας και των στόχων μείωσης των εκπομπών μετά το 2030. Η αποφυγή αποκλίσεων από τους στόχους και η μελλοντική σε ευρεία κλίμακα αξιοποίηση τεχνολογιών απομάκρυνσης του διοξειδίου του άνθρακα από την ατμόσφαιρα (carbon dioxide removal – CDR) εκτιμάται, με υψηλό βαθμό βεβαιότητας, ότι θα ήταν εφικτές μόνο αν οι παγκόσμιες εκπομπές CO₂ αρχίσουν να μειώνονται πολύ πριν από το 2030.

Στην Ελλάδα

Η Ελλάδα έχει υποστηρίξει το σύνολο των διεθνών και ευρωπαϊκών αποφάσεων για την προστασία του κλίματος, καθώς ως χώρα, που από τη μία ευθύνεται περιορισμένα για την κλιματική αλλαγή και από την άλλη επηρεάζεται σημαντικά από αυτή, έχει κάθε συμφέρον να δρομολογηθούν, σύμφωνα με το συμφωνηθέντα χρονικό προγραμματισμό και την απαιτούμενη αυστηρότητα, όλα τα προβλεπόμενα μέτρα σε διεθνές επίπεδο.

Βασική προτεραιότητα αποτελεί η χάραξη μιας μακροπρόθεσμης ενεργειακής πολιτικής και η αναθεώρηση του θεσμικού πλαισίου της Ελλάδας, ώστε να λαμβάνει υπόψη τη διάσταση της κλιματικής αλλαγής. Η αναθεώρηση αυτή ουσιαστικά αφορά στον τρόπο παραγωγής και χρήσης της ενέργειας, στο Γενικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης, τα Περιφερειακά Πλαίσια και τα Ειδικά Χωροταξικά Πλαίσια για τις ΑΠΕ.

Για την αντιμετώπιση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής ήδη έχουν δρομολογηθεί συγκεκριμένα μέτρα περιορισμού των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και προσαρμογής σε εθνικό επίπεδο στο πλαίσιο των συμφωνιών που έχουν συναφθεί τα προηγούμενα έτη. Στο πλαίσιο των διεργασιών

⁴² Bartok, B. (2010), "Changes in solar energy availability for south-eastern Europe with respect to global warming", *Physics and Chemistry of the Earth*. Vol. 35 (1-2), pp. 63-69.

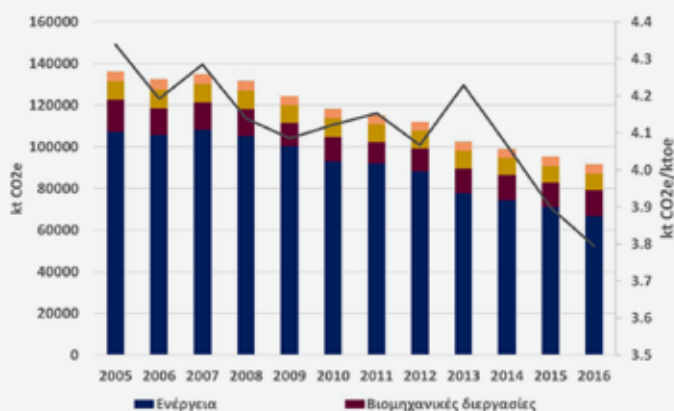
⁴³ Οικονομίδης, Γ. et al. (2018), «The Economics of Climate Change», Τράπεζα της Ελλάδας, https://www.bankofgreece.gr/BogEkdoseis/Book%20The%20Economics%20of%20Climate%20Change_WebVersion.pdf

⁴⁴ IPCC Special Report (2018), "Global Warming of 1.5°C", https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2018/12/ST1.5_OCE_LR.pdf

της 21ης Διάσκεψης των Μερών (COP21) της Σύμβασης-Πλαισίου των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή (UNFCCC), η οποία διεξήχθη το 2015 στο Παρίσι, 195 χώρες συμφώνησαν σε μια νέα παγκόσμια, φιλόδοξη και νομικά δεσμευτική συμφωνία για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Η Ελλάδα κύρωσε την Συμφωνία των Παρισίων τον Οκτώβριο του 2016 με τον Ν. 4426/2016. Οι συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου εμφάνισαν μείωση της τάξεως του 33% το 2016, σε σχέση με το 2005⁴⁵, ενώ σε απόλυτα μεγέθη διαμορφώθηκαν σε χαμηλότερο επίπεδο από το αντίστοιχο του 1990, σύμφωνα με το σχέδιο κειμένου της Εθνικής Επιτροπής για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), το οποίο πρόσφατα εστάλη προς έγκριση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή.

Η μεγάλη εξάρτηση του ενεργειακού τομέα της Ελλάδας από τον λιγνίτη και τα πετρελαϊκά προϊόντα, όπως επισημαίνεται στην παρούσα Έκθεση, οδηγεί σε υψηλές τιμές του δείκτη έντασης εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, σε σύγκριση με τις υπόλοιπες χώρες-μέλη της ΕΕ. Ωστόσο, ο δείκτης της έντασης εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μειώθηκε κατά την περίοδο 2005-2016 (μείωση της τάξεως του 12,5%), κυρίως λόγω της υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση και του φυσικού αερίου και στα μέτρα βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης και εν μέρει λόγω της χαμηλότερης ενεργειακής ζήτησης ένεκα της οικονομικής ύφεσης (βλ. Διάγραμμα 49).

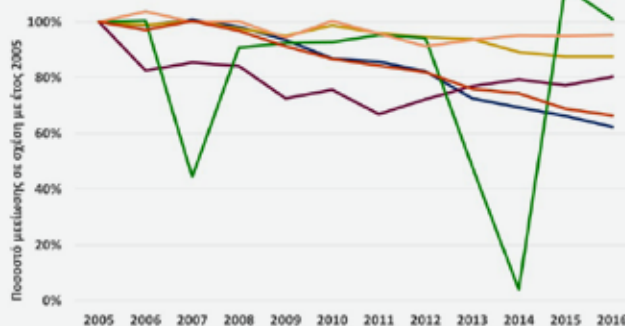
Διάγραμμα 49: Εξέλιξη Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου ανά Τομέα Συνεισφοράς και Δείκτης Έντασης Εκπομπών στην Ελλάδα (2005-2016)



Πηγή: ΥΠΕΝ

Σύμφωνα με στοιχεία του ΥΠΕΝ, η συνεισφορά του ενεργειακού τομέα στις συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου είναι η υψηλότερη, σε σύγκριση με τους υπόλοιπους τομείς δραστηριότητας. Ειδικότερα, η καύση ορυκτών καυσίμων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας αποτελεί το βασικότερο παράγοντα, ο οποίος συντελεί στη διαμόρφωση της υφιστάμενης κατάστασης. Στο Διάγραμμα 50 παρουσιάζεται η εξέλιξη του ποσοστού μείωσης σε σχέση με το 2005 τόσο στις συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου όσο και στις επιμέρους ανά τομέα συνεισφορές, λόγω κυρίως της οικονομικής κρίσης, η οποία οδήγησε στην μείωση της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας. Ειδικότερα, η μείωση των εκπομπών στον ενεργειακό τομέα υπήρξε ιδιαίτερα σημαντική (πτώση κατά 38% για το 2016, σε σχέση με το 2005) και ήταν μεγαλύτερη της αντίστοιχης ποσοστιαίας μείωσης που έχει επιτευχθεί στο σύνολο των εκπομπών για όλους τους τομείς. Μικρότερη ήταν η μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στους λοιπούς τομείς (αγροτικός τομέας, βιομηχανικές διεργασίες και διαχείριση αποβλήτων), αναφέρει χαρακτηριστικά το ΥΠΕΝ στο σχέδιο κειμένου.

Διάγραμμα 50: Εξέλιξη Ποσοστού Μείωσης Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου σε Σχέση με το 2005 στην Ελλάδα



Πηγή: ΥΠΕΝ

⁴⁵ Η αποτύπωση των αριθμητικών τιμών γίνεται ειδικά για την περίοδο 2005-2016, ώστε να υπάρχει συσχέτιση με τους στόχους στο πλαίσιο των σχετικών πολιτικών.

Με τη θέσπιση και την εφαρμογή των κατάλληλων πολιτικών και μέτρων, εκτιμάται ότι ο στόχος μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου εκτός Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ) επιτυγχάνεται, καθώς εκτιμάται ότι θα μειωθεί στους 47,4 MtCO₂eq το 2020 και στους 46,7MtCO₂eq το 2030, όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα 51.

Διάγραμμα 51: Εξέλιξη Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου Εκτός ΣΕΔΕ έως το 2040 για το Σενάριο Υφιστάμενων Πολιτικών και Μέτρων στην Ελλάδα



Πηγή: ΥΠΕΝ

Αντίστοιχα, στους τομείς που εντάσσονται στο ΣΕΔΕ, επιτυγχάνεται τελικά μείωση της τάξης του 60%, πτώση των εκπομπών ΣΕΔΕ το 2030 σε σχέση με το 2005.

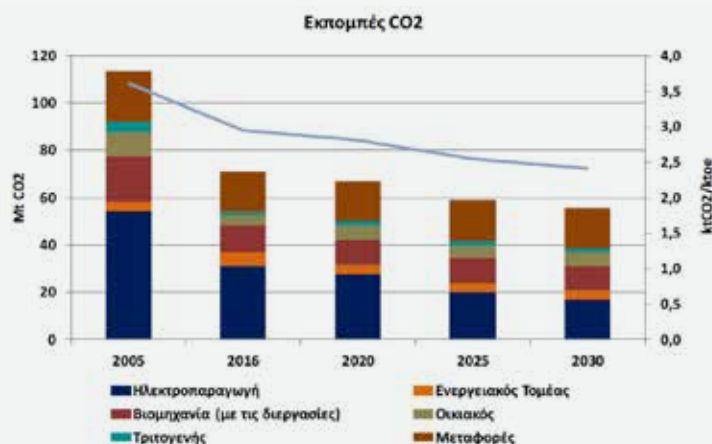
Διάγραμμα 52: Εξέλιξη Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου που Εντάσσονται στο ΣΕΔΕ Έως το 2040 για το Σενάριο Υφιστάμενων Πολιτικών και Μέτρων στην Ελλάδα



Πηγή: ΥΠΕΝ

Ειδικότερα για τις εκπομπές CO₂, εξετάζονται οι τομείς που σχετίζονται με την παραγωγή και χρήση ενέργειας στην Ελλάδα, οι οποίοι αφορούν την ηλεκτροπαραγωγή, τον υπόλοιπο ενεργειακό τομέα (π.χ. διυλιστήρια), τη βιομηχανία, συμπεριλαμβανομένων των διεργασιών της βιομηχανίας, τις μεταφορές, καθώς και τους υπόλοιπους τομείς τελικής χρήσης καυσίμων, δηλ. τον οικιακό, τον τριτογενή και τον αγροτικό τομέα. Συγκεκριμένα, σε σχέση με το 2016, παρατηρείται μείωση των εκπομπών CO₂ τόσο το 2020 όσο και το 2030 στους τομείς της ηλεκτροπαραγωγής, του υπόλοιπου ενεργειακού τομέα και της βιομηχανίας, ενώ οι εκπομπές CO₂ του οικιακού και τριτογενή τομέα παρουσιάζουν αύξηση, με τις εκπομπές CO₂ στις μεταφορές να παραμένουν στα ίδια επίπεδα με το 2016. Ωστόσο, στο σύνολό τους οι εκπομπές το 2020 εκτιμώνται στα επίπεδα των 67 Mt CO₂ και το 2030 στα επίπεδα των 56 Mt CO₂, σε σχέση με τους 71 Mt CO₂ του 2016, με τη μεγαλύτερη συνεισφορά σε αυτή τη μείωση να συντελείται από τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής (45% μείωση το 2030, σε σχέση με το 2016) (βλ. Διάγραμμα 53). Η συγκεκριμένη μείωση επιτυγχάνεται από την επιλογή καθαρότερων μορφών ενέργειας σε όλους τους τομείς και ειδικότερα στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, όπου τεχνολογίες υψηλών εκπομπών CO₂ (δηλ. λιγνιτικών και πετρελαϊκών σταθμών) αντικαθίσταται από ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή. Παράλληλα, η ένταση των εκπομπών CO₂ για τους συγκεκριμένους τομείς παρουσιάζει σημαντική μείωση της τάξης του 33% το 2030 σε σχέση με το 2005.

Διάγραμμα 53: Εξέλιξη Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου που Εντάσσονται στο ΣΕΔΕ Έως το 2040 για το Σενάριο Υφιστάμενων Πολιτικών και Μέτρων στην Ελλάδα



Πηγή: ΥΠΕΝ

Αξίζει να τονιστεί ότι το προαναφερθέν σχέδιο κειμένου είναι ιδιαίτερα φιλόδοξο συγκριτικά με τις περιβαλλοντικές δεσμεύσεις που έχει αναλάβει η Ελλάδα, ενώ συμβαδίζει και με την μελέτη της IPCC, της Διακυβερνητικής Διάσκεψης για το Κλίμα, που αναφέρθηκε νωρίτερα, όσον αφορά τη συγκράτηση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, δεδομένου ότι η μείωση των εκπομπών κατά το 2030 είναι της τάξεως του 42% ως προς το 2010 [τομείς εντός του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ)], κάτι που συμβαδίζει και με τα αποτελέσματα της προαναφερθείσας ειδικής έκθεσης της IPCC για τον 1,5°C. Για το εκτός ΣΕΔΕ, η μείωση θα είναι 31%, όταν ο εθνικός στόχος είναι 16%.

Συνολικά, σε σχέση με τους εθνικούς στόχους μειώσεων που προβλέπονται από την Οδηγία (ΕΕ) 2016/2284 για τα εθνικά ανώτατα όρια εκπομπών, εκτιμάται ότι για τα SO_x, NO_x, NH₃ θα επιτευχθούν οι στόχοι της πρώτης φάσης (2020-), ενώ για τις εκπομπές μη-μεθανίουχων πτητικών οργανικών ενώσεων θα απαιτηθούν περαιτέρω μειώσεις. Επίσης, οι πρωτογενείς εκπομπές αιωρούμενων σωματιδίων PM_{2.5} βρίσκονται σε τροχιά επίτευξης του στόχου, όμως χρήζουν παρακολούθησης δεδομένης της μικρής αυξητικής τάσης (2,7%) που εμφανίζουν μεταξύ 2013-2015. Όσον αφορά την ευρωπαϊκή Οδηγία NEC⁴⁶ για τους αέριους ρύπους, προβλέπεται μείωση των εκπομπών το 2030 για το διοξείδιο του θείου κατά 88%, για τα οξείδια του αζώτου κατά 55% και για τα αιωρούμενα σωματίδια κατά 50%. Η εφαρμογή της Οδηγίας NEC προβλέπει την εκπόνηση ενός Εθνικού Προγράμματος για τον έλεγχο της ατμοσφαιρικής ρύπανσης, το οποίο θα λάβει υπόψη του και τα αποτελέσματα του ΕΣΕΚ.

Στο πλαίσιο των πολιτικών για το κλίμα, εντείνονται οι ερευνητικές προσπάθειες και η εκπαίδευση, καθώς πρέπει να εισέλθουν νέες ιδέες και καινοτομίες στον ενεργειακό τομέα, απαραίτητες για την ριζική αλλαγή του στην πορεία προς την μετάβαση. Οι ΑΠΕ αναγνωρίζονται όλο και περισσότερο ως εργαλείο που βοηθά αποτελεσματικά στην αντιμετώπιση των δυσμενών επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής, σε συνδυασμό με την βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας. Στόχοι και αναφορές στις ΑΠΕ εντοπίζονται σχεδόν στα 3/4 των συνολικά 150 εθνικών στόχων στο πλαίσιο της Συμφωνίας του Παρισιού - που έχουν υποβληθεί επισήμως από τις συμμετέχουσες χώρες μέχρι στιγμής, όπως αναφέρει χαρακτηριστικά ο Διεθνής Οργανισμός Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (IRENA) σε τελευταία του έκθεση⁴⁷.

⁴⁶ Η Οδηγία NEC 2016/2284 αφορά τον καθορισμό των μέτρων πολιτικής για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου την περίοδο 2021-2030. Η Οδηγία καλύπτει τέσσερις βασικούς ατμοσφαιρικούς ρύπους: (α) το διοξείδιο του θείου (SO₂), (β) τα οξείδια του αζώτου (NO_x), (γ) τις πλην μεθανίου πτητικές οργανικές ενώσεις (NMVOC) και (δ) την αμμωνία (NH₃).

⁴⁷ IRENA (2018), "Assessment of the Renewable Energy Components in Nationally Determined Contributions: The Methodology", https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Nov/IRENA_NDC_methodology_2018.pdf?la=en&hash=4E6E9173BB306CDD4295F1E7F5FB1CF477CEAAF5



Η Σημασία της Ενέργειας στην Οικονομική Ανάπτυξη





6. Η Σημασία της Ενέργειας στην Οικονομική Ανάπτυξη

Ο ενεργειακός τομέας αποτελεί έναν σημαντικό πυλώνα για την οικονομία της χώρας και αναμένεται να παίξει καθοριστικό ρόλο στην βιώσιμη και εξωστρεφή ανάπτυξη. Η άμεση συνεισφορά του ενεργειακού τομέα της Ελλάδας στην οικονομική ανάπτυξη διαμορφώθηκε το 2012 σε περίπου 6,0% σε όρους ακαθάριστης προστιθέμενης αξίας (GVA) ή σε 93.630 ανθρώπους που απασχολήθηκαν άμεσα στην χώρα (και πολλούς περισσότερους έμμεσα, μέχρι 150.000), βάσει δεδομένων του IENE³⁷. Ωστόσο, η συνολική συνεισφορά και κυρίως η δυναμική του είναι σημαντικά υψηλότερες.

Η συνεχιζόμενη απελευθέρωση των αγορών χονδρικής και λιανικής ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, η ύπαρξη συγκριτικών πλεονεκτημάτων σε όρους γεωγραφικής θέσης και διαθεσιμότητας ανανεώσιμων και ορυκτών πόρων, σε συνδυασμό με σημαντικές ανακαλύψεις πεδίων φυσικού αερίου στη λεκάνη της Ανατολικής Μεσογείου, δημιουργούν σημαντικές επενδυτικές ευκαιρίες. Η ενέργεια σχετίζεται με μεγάλα επενδυτικά έργα υποδομών, όπως αγωγοί, λιμάνια, μονάδες παραγωγής ενέργειας, εγκαταστάσεις αποθήκευσης, κτλ. Δεδομένου ότι ο κλάδος της ενέργειας συμβάλει ζωτικά σε όλες σχεδόν τις διαδικασίες παραγωγής, οι επενδύσεις σε αυτόν τον κλάδο μπορούν να μειώσουν το κόστος για τη βιομηχανία.

Επιπλέον, το απόθεμα κεφαλαίου, που συσσωρεύτηκε για την υλοποίηση των προαναφερθέντων επενδυτικών σχεδίων, δημιουργεί σημαντικές οικονομίες κλίμακας και σκοπού για άλλους τομείς και βελτιώνει τις μακροπρόθεσμες προοπτικές της εγχώριας οικονομίας.

Βέβαια, η βαθιά και παρατεταμένη ύφεση της ελληνικής οικονομίας από το 2008 μέχρι πρόσφατα είχε αρνητικές επιπτώσεις και στην εγχώρια αγορά ενέργειας. Η μικρή ανάκαμψη που τώρα καταγράφεται οφείλεται σε ορισμένα δημόσια έργα, σε ενισχυμένη ιδιωτική και δημόσια κατανάλωση και κυρίως στην πολύ καλή πορεία του τουρισμού. Η δημοσιονομική προσαρμογή, που αναπόφευκτα δρομολογήθηκε τα τελευταία χρόνια με στόχο τη σταθεροποίηση της ελληνικής οικονομίας και την διαχείριση του δημόσιου χρέους, οδήγησε σε εξορθολογισμό του δημοσιονομικού και του εμπορικού ελλείμματος και έθεσε το ευρύτερο πλαίσιο εφαρμογής μιας εθνικής αναπτυξιακής και ενεργειακής στρατηγικής.

Όμως, με τις επενδύσεις να κινούνται σε πολύ χαμηλό επίπεδο (βλ. Διάγραμμα 54) και κομβικές δομικές μεταρρυθμίσεις να καθυστερούν, η οικονομία δυσκολεύεται να αναπτυχθεί. Οι απαιτήσεις για την επίτευξη της επιθυμητής μακροχρόνιας οικονομικής μεγέθυνσης είναι σύνθετες, εκπορευόμενες από το οικονομικό, πολιτικό, και θεσμικό πλαίσιο που θέτει σημαντικούς περιορισμούς. Το ζητούμενο στην ουσία είναι η σταδιακή σύγκλιση της οικονομίας, ως προς τη δομή, την παραγωγικότητα και την ανταγωνιστικότητα σε επίπεδο που δεν θα απέχει αισθητά από το κέντρο της ευρωζώνης.

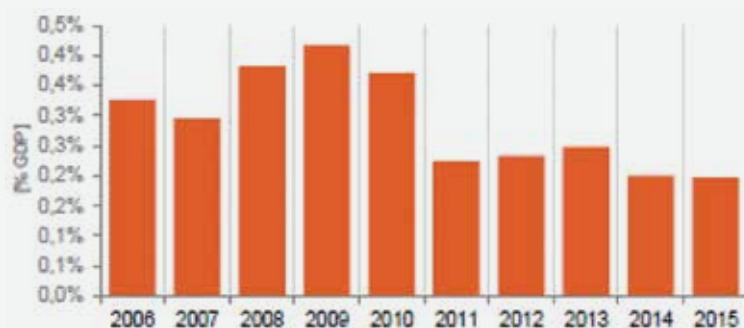
Στο πλαίσιο αυτό γίνεται πλέον κατανοητό ότι είναι προτεραιότητα η καλύτερη αξιοποίηση των συγκριτικών πλεονεκτημάτων της χώρας και ειδικότερα σε τομείς που, δυνητικά, είναι σε θέση να υποστηρίξουν την επιστροφή της οικονομίας σε υψηλούς ρυθμούς οικονομικής μεγέθυνσης, όπως είναι ο κλάδος της ενέργειας. Επισημαίνεται ότι, υπό το πρίσμα της μετάβασης σε ένα νέο πρότυπο ανάπτυξης, ο τομέας της ενέργειας μπορεί να αναδειχθεί ως ένας από τους πλέον σημαντικούς τομείς για τις οικονομικές προοπτικές της Ελλάδας. Ειδικότερα, εκτός από την άμεση συνεισφορά του στην παραγωγή και την απασχόληση, αυτό ισχύει για τουλάχιστον δύο επιπλέον λόγους. Πρώτον, σχετίζεται με το ρόλο του κόστους ενέργειας και της ασφάλειας ενεργειακού εφοδιασμού για την ανταγωνιστικότητα συνολικά της οικονομίας και για τον προσδιορισμό του επιπέδου ευημερίας των πολιτών. Δεύτερον, σχετίζεται με την προσέλκυση επενδύσεων για την αξιοποίηση των εγχώριων ενεργειακών πόρων και τον εκσυγχρονισμό των ενεργειακών υποδομών, όπως επισημαίνει χαρακτηριστικά και ο κ. Νίκος Βέττας, Γενικός Διευθυντής του IOBE.

Ένας δείκτης του επιπέδου των προσπαθειών και των προκλήσεων που αντιμετωπίζει ο ελληνικός ενεργειακός τομέας είναι ο δείκτης του ακαθάριστου σχηματισμού παγίου κεφαλαίου³⁸. Οι επενδύσεις στους τομείς της ηλεκτρικής ενέργειας και του φυσικού αερίου, οι οποίοι λαμβάνονται ως τομείς αναφοράς, αντιπροσώπευαν περίπου το 0,2% του ΑΕΠ της χώρας μας την περίοδο 2011-2015, μία πτώση σε σχέση με τα προηγούμενα έτη, όπου οι επενδύσεις αυτές αντιστοιχούσαν περίπου στο 0,4%.

³⁷ IENE (2013), "Ενέργεια και Απασχόληση στην Ελλάδα", Μελέτη IENE (M09), http://www.depa.gr/uploads/files/Energeia%20kai%20apaskolisi_FINAL_December%202013.pdf

³⁸ Ο ακαθάριστος σχηματισμός παγίου κεφαλαίου αποτελείται από εξαγορές παραγωγών μόνιμων κατοίκων της χώρας, μείον πωλήσεις, πάγιων ενσώματων ή άυλων περιουσιακών στοιχείων. Αυτό καλύπτει, ειδικότερα, τα μηχανήματα και τον εξοπλισμό, τα οχήματα, τις κατοικίες και άλλα κτίρια. Περιλαμβάνει, επίσης, τις άμεσες ξένες επενδύσεις. Η παροχή ατμού και κλιματισμού περιλαμβάνεται στα προαναφερθέντα στοιχεία, καθώς η Eurostat αναφέρει από κοινού την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, φυσικού αερίου, ατμού και κλιματισμού.

Διάγραμμα 54: Ακαθάριστος Σχηματισμός Παγίου Κεφαλαίου στον Ενεργειακό Κλάδο της Ελλάδας ως Ποσοστό του ΑΕΠ (2006-2015)



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2017)

Στην υφιστάμενη συγκυρία, η αξιοποίηση των δυνατοτήτων και η βελτίωση των επιδόσεων του ενεργειακού τομέα στην Ελλάδα απαιτούν σημαντικό ύψους επενδύσεις. Η επίτευξη κορυφαίων στόχων της εθνικής και ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής, όπως η ενεργειακή ασφάλεια και η συνεισφορά του ενεργειακού τομέα στην καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής και στην ανταγωνιστικότητα, απαιτεί την υλοποίηση σημαντικού ύψους επενδύσεων τα επόμενα χρόνια. Οι τομείς της εξοικονόμησης ενέργειας και συμπαραγωγής και ενεργειακών δικτύων συγκεντρώνουν μεγάλο επενδυτικό ενδιαφέρον, καθώς συγκεκριμένες πολιτικές και μέτρα στήριξης έχουν υιοθετηθεί και εφαρμόζονται ή πρόκειται να εφαρμοστούν για το μετασχηματισμό της δομής και της οργάνωσης των εγχώριων ενεργειακών αγορών και του ενεργειακού συστήματος.

Όπως περιγράφεται λεπτομερώς στον Πίνακα 14, οικονομικοί, κανονιστικοί και άλλοι παράγοντες, όπως η γεωγραφική θέση και η διαθεσιμότητα φυσικών πόρων και ανθρώπινου κεφαλαίου, επηρεάζουν σε σημαντικό βαθμό τις ενεργειακές δυνατότητες της Ελλάδας.

Όσον αφορά το ρυθμιστικό περιβάλλον, η συμμετοχή στην Ευρωπαϊκή Ένωση παρέχει στην Ελλάδα ένα σχετικά προβλέψιμο και σύγχρονο κανονιστικό πλαίσιο για τη λειτουργία των ενεργειακών αγορών. Ακόμα και αν συχνά υπάρχουν αντιδράσεις και προβληματισμοί για το κατά πόσο ταιριάζουν ορισμένες από τις κοινοτικές ρυθμίσεις του ενεργειακού τομέα στην ελληνική πραγματικότητα και καθυστερήσεις στο βαθμό ορθής υλοποίησής τους, η ενσωμάτωση των ευρωπαϊκών οδηγιών και κανονισμών στην εθνική νομοθεσία, σηματοδοτεί ένα πιο ασφαλές επενδυτικό περιβάλλον που συμβάλλει στη γενικότερη σταθερότητα.

Η εντεινόμενη εναρμόνιση του ρυθμιστικού πλαισίου στον τομέα της ενέργειας στις χώρες της ΕΕ, με σκοπό την μεγαλύτερη ενεργειακή ασφάλεια μέσω αυξημένης διασύνδεσης των εθνικών ενεργειακών συστημάτων και αγορών, ενισχύει τις αναπτυξιακές προοπτικές για τον ενεργειακό κλάδο στην Ελλάδα,

εφόσον επιτευχθεί η αναγκαία βελτίωση της ανταγωνιστικότητάς του. Παρά τα προβλήματα, έχουν γίνει βήματα για την απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, έχει δημιουργηθεί και εξουσιοδοτηθεί με αποφασιστικές αρμοδιότητες η ΡΑΕ και έχουν, έστω και με καθυστέρηση, προχωρήσει ο διαχωρισμός των δραστηριοτήτων της ΔΕΗ, η απελευθέρωση των τιμολογίων και η δημιουργία ενός «διχτυού ασφαλείας» για τις ευάλωτες ομάδες καταναλωτών.

Εκτός από τα σημαντικά βήματα στην κατεύθυνση διαμόρφωσης ενός σύγχρονου ρυθμιστικού πλαισίου, η Ελλάδα διαθέτει αξιόλογους φυσικούς ενεργειακούς πόρους, όπως υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό, ανεκμετάλλευτο υδροδυναμικό και δυναμικό γεωθερμίας, βιομάζας και βιοαερίου, διαθέσιμα προς περαιτέρω αξιοποίηση. Ερευνάται, επίσης, η ύπαρξη υδρογονανθράκων, καθώς ορισμένοι γεωλογικοί σχηματισμοί σε περιοχές της ελληνικής επικράτειας δίνουν βάσιμες πιθανότητες ανακάλυψης κοιτασμάτων στο απώτερο μέλλον.

Η γεωγραφική θέση της χώρας μας μπορεί, υπό προϋποθέσεις, να αποτελέσει ένα ακόμα σημαντικό πλεονέκτημα για την περαιτέρω ανάπτυξη του ενεργειακού τομέα, αλλά και της οικονομίας μας, ειδικά στο πλαίσιο του σχεδιασμού νέων ενεργειακών διαδρόμων που θα συμβάλλουν στη βελτίωση της ενεργειακής ασφάλειας στην ΝΑ Ευρώπη και στην Ευρώπη γενικότερα. Σημαντικός παράγοντας θεωρείται και η επίτευξη διαφοροποίησης των πηγών εφοδιασμού φυσικού αερίου, με την οποία εδραιώνεται ο σημαντικός ρόλος της Ελλάδας για την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού στην ευρύτερη περιοχή.

Επίσης, αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι η Ελλάδα διαθέτει επάρκεια ικανού ανθρώπινου δυναμικού, καθώς και ένα σημαντικό σύνολο ερευνητικών κέντρων, πανεπιστημίων και ινστιτούτων, τα οποία μπορούν να προσφέρουν ακόμα περισσότερα σε ερευνητικό, καινοτομικό και τεχνολογικό επίπεδο. Τα στοιχεία αυτά αποτελούν μια καλή βάση εκκίνησης για την επαύξηση της συμβολής του ενεργειακού τομέα στην αναπτυξιακή διαδικασία.

Πίνακας 14: Παράγοντες που Συμβάλλουν στις Ενεργειακές Δυνατότητες της Ελλάδας

Παράγοντας	Χαρακτηριστικά και πλεονεκτήματα
Ρυθμιστικό περιβάλλον	• Συμμετοχή στην ΕΕ που διασφαλίζει σχετικά προβλέψιμο κανονιστικό πλαίσιο για τις ενεργειακές αγορές • Δεσμευτικοί στόχοι για τις ΑΠΕ και τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου και στόχοι για την εξοικονόμηση ενέργειας • Οικονομικά κίνητρα για τη διείσδυση των ΑΠΕ • Απελευθερωμένες και ανταγωνιστικές αγορές χονδρικής και λιανικής για τα προϊόντα πετρελαίου • Υποχρεωτική ημερήσια αγορά χονδρικής ηλεκτρισμού και απελευθερωμένη αγορά λιανικής. • Απελευθερωμένες και ανταγωνιστικές αγορές για τη δυναμικότητα των ηλεκτρικών διασυνδέσεων με τα γειτονικά συστήματα ηλεκτρισμού
Φυσικοί πόροι	• Εξαιρετικό ηλιακό δυναμικό και περιοχές με υψηλό αιολικό δυναμικό. • Διαθεσιμότητα λιγνίτη. • Ανεκμετάλλετο υδροδυναμικό και δυναμικό γεωθερμίας και βιομάζας – βιοαερίου. • Ελπιδοφόροι υποθαλάσσιοι γεωλογικοί σχηματισμοί για την έρευνα και ανακάλυψη αποθεμάτων πετρελαίου και φυσικού αερίου
Γεωγραφική θέση	• Γεωγραφική θέση κοντά ή εντός τρεχόντων και μελλοντικών ενεργειακών διαδρόμων για τη διάθεση ενέργειας από τη Μέση Ανατολή, την Κεντρική Ασία και τη Βόρεια Αφρική στην Ευρώπη.
Ανθρώπινο κεφάλαιο	• Ικανοί άνθρωποι πόροι. • Ποιοτικά και αναγνωρισμένα ερευνητικά κέντρα και πανεπιστήμια.

Πηγή: IOBE (2016)



Αδυναμίες του Ενεργειακού Τομέα της Ελλάδας





7. Αδυναμίες του Ενεργειακού Τομέα της Ελλάδας

7.1. Γενικές Παρατηρήσεις

Παρά τις θετικές προοπτικές που μπορεί να επιφέρει ο τομέας της ενέργειας στην οικονομία και την κοινωνία, μέσω των επενδύσεων και της δημιουργίας θέσεων εργασίας, όπως αναλύθηκαν στο προηγούμενο Κεφάλαιο, υπάρχουν σημαντικά προβλήματα και αδυναμίες που παρεμποδίζουν την αξιοποίηση των ενεργειακών δυνατοτήτων της Ελλάδας. Οι προοπτικές ισχυρής ανάπτυξης της οικονομίας και κατ' επέκταση της ζήτησης ενέργειας είναι προς το παρόν ιδιαίτερα αβέβαιες. Σε αυτό συμβάλλει η για μεγάλο χρονικό διάστημα ύφεση της εθνικής οικονομίας, οι δημοσιονομικές ανισορροπίες, το υψηλό δημόσιο χρέος και οι δυσκολίες εφαρμογής των αναγκαίων δομικών μεταρρυθμίσεων. Οι παράγοντες αυτοί λειτουργούν αποτρεπτικά στην ανάληψη επενδυτικών πρωτοβουλιών, αυξάνοντας τα απαιτούμενα ασφάλιστρα κινδύνου.

Επιπλέον, η ευρύτερη διαδικασία απομόχλευσης (μείωσης του δανεισμού) της οικονομίας συνεχίζεται, υψώνοντας σημαντικά εμπόδια στη χρηματοδότηση, ενώ και η κεφαλαιαγορά δυσκολεύεται να επιτελέσει το ρόλο της στη συγκέντρωση επαρκούς κεφαλαίου που θα μπορούσε να αποτρέψει την περαιτέρω συρρίκνωση των άμεσων επενδύσεων στην οικονομία. Οι διαδικασίες αδειοδότησης επενδύσεων παραμένουν χρονοβόρες, συχνά λόγω των αντιδράσεων και των ανεξέλεγκτων προσφυγών στη δικαιοσύνη των τοπικών κοινωνιών που αντιτίθενται σε ενεργειακά έργα. Μία ακόμη σημαντική αδυναμία σε σχέση με το ευρύτερο ρυθμιστικό περιβάλλον του ενεργειακού τομέα αφορά στην έλλειψη ή/και μη συνεπή εφαρμογή μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού.

Τα προβλήματα στη λειτουργία της εγχώριας αγοράς ενέργειας είναι σύνθετα. Στον τομέα ηλεκτρισμού, υπάρχουν δομικές ανισορροπίες, οι οποίες επιδεινώνονται από τη μειωμένη ζήτηση και την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ. Τα διοικητικά μέτρα και οι μηχανισμοί για τη διασφάλιση της επάρκειας ισχύος και της δυνατότητας εξισορρόπησης του συστήματος αυξάνουν το κόστος του συστήματος και σταδιακά θα πρέπει να δώσουν τη θέση τους στην ανταγωνιστική διαδικασία όπου απαιτούνται. Το ποσοστό ληξιπρόθεσμων λογαριασμών βαίνει αυξανόμενο λόγω των γενικότερων οικονομικών δυσχερειών των καταναλωτών και έχει φέρει σε δύσκολη θέση το σύνολο της αλυσίδας εφοδιασμού ενεργειακών προϊόντων. Ταυτόχρονα, οι τιμές ενέργειας επιβαρύνονται με υψηλούς φόρους που συμβάλλουν μεν στην προσπάθεια δημοσιονομικής προσαρμογής, αλλά επηρεάζουν σημαντικά το κόστος παραγωγής στην οικονομία, ενώ υψηλές συγκριτικά με άλλα κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης είναι και οι τιμές εισαγωγής φυσικού αερίου.

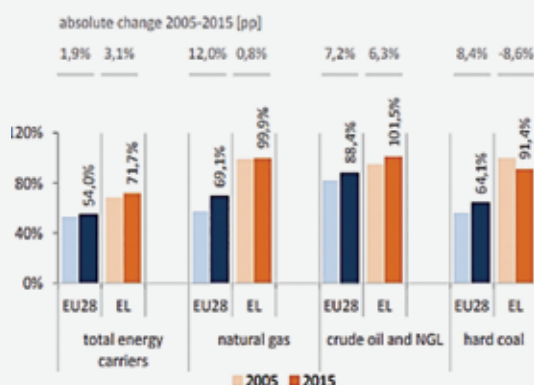
7.2. Υψηλή Ενεργειακή Εξάρτηση

Όπως έχει ήδη αναλυθεί, η μεγάλη εξάρτηση της Ελλάδας από τις εισαγωγές πετρελαίου και φυσικού αερίου και οι μη προβλέψιμες και κυρίως μη ελεγχόμενες μεταβολές στην τιμή τους, επιφέρουν ένα σημαντικό παράγοντα αβεβαιότητας στο σχεδιασμό ενεργειακών πολιτικών, αλλά και στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού.

Επιπλέον, οι ενεργειακές υποδομές σε αρκετές περιπτώσεις δεν ανταποκρίνονται στις απαιτήσεις που θα εξασφάλιζαν την πορεία μετάβασης προς ένα ενεργειακό σύστημα χαμηλών εκπομπών αερίων θερμοκηπίου. Το δίκτυο φυσικού αερίου δεν καλύπτει το σύνολο της χώρας, οι διασυνδέσεις των ΜΔΝ με το ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτρισμού δεν έχουν προχωρήσει και οι απώλειες ηλεκτρικής ενέργειας στα δίκτυα (μαζί με τις ρευματοκλοπές) είναι σημαντικές, αλλά μειώνονται με την ανάπτυξη της αποκεντρωμένης παραγωγής. Η ενεργειακή εξάρτηση της χώρας παραμένει υψηλή (σταθερά >70% (72,5% το 2016), ενώ ο μέσος όρος της ΕΕ κυμαίνεται στο 54%, βλ. Διάγραμμα 55), κυρίως σε ό,τι αφορά τις εισαγωγές πετρελαίου και φυσικού αερίου. Η ενεργειακή ένταση της οικονομίας, αν και έχει υποχωρήσει τα τελευταία χρόνια, παραμένει σε αρκετά υψηλό επίπεδο (131 σε σχέση με ΕΕ μ.ο. 118 toe/mil€ ΑΕΠ) και στον βιομηχανικό τομέα (132 σε σχέση με ΕΕ μ.ο. 92). Τέλος, η υποστήριξη της έρευνας και η συνεργασία της ερευνητικής κοινότητας με τον δημόσιο τομέα και τις επιχειρήσεις δεν μπορεί να θεωρηθεί ικανοποιητική σε σύγκριση με τα ισχύοντα σε άλλες αναπτυγμένες οικονομίες και άρα έχει ανάγκη υποστήριξης με σημαντικά περιθώρια βελτίωσης.

Διάγραμμα 55: Ενεργειακή Εξάρτηση της Ελλάδας

Import dependency



2015: Top non-EU suppliers for main energy carriers*

Natural gas		Crude oil and NGL		Hard coal	
Supplier	Share (%)	Supplier	Share (%)	Supplier	Share (%)
Russia	61,6%	Iraq	45,1%	Russia	64,2%
Turkey	19,4%	Russia	19,9%	Ukraine	18,7%
Algeria	11,7%	Norway	12,4%	South Africa	17,1%
		Kazakhstan	14,1%	Colombia	24,3%
		Nigeria	8,3%	United States	16,0%

*share in total imports for the MS and in total non-EU imports for the EU28

Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2017)

Ο Πίνακας 15 απεικονίζει την ενεργειακή εξάρτηση όλων των ευρωπαϊκών χωρών, όπως και των ΕΕ-28, συμπεριλαμβανομένης της Ελλάδας. Η χώρα μας είχε την έβδομη μεγαλύτερη ενεργειακή εξάρτηση στην Ευρώπη το 2016 και την τρίτη υψηλότερη στη ΝΑ Ευρώπη μετά την Κύπρο (96,2%) και την Τουρκία (74,9%).

Πίνακας 15: Ενεργειακή Εξάρτηση (%) των Χωρών της Ευρώπης (2016)

ΕΕ-28	53,6	Σλοβακία	59	Ιταλία	77,5
Ολλανδία	45,8	Εσθονία	6,8	ΠΓΔΜ	58,7
ΕΕ-19	61,9	Φινλανδία	45,3	Κύπρος	96,2
Αυστρία	62,4	Ιρλανδία	69,1	Αλβανία	21,1
Βέλγιο	76	Σουηδία	32	Λετονία	47,2
Πολωνία	30,3	Ελλάδα	73,6	Σερβία	29,2
Βουλγαρία	37,2	Ην. Βασίλειο	35,3	Λιθουανία	77,4
Πορτογαλία	73,5	Ισπανία	71,9	Τουρκία	74,9
Τσεχία	32,7	Ισλανδία	19	Λουξεμβούργο	96,1
Ρουμανία	22,3	Γαλλία	47,1	Βοσνία και Ερζεγοβίνη	31,1
Δανία	13,9	Νορβηγία	-644,4	Ουγγαρία	55,6
Σλοβενία	48,4	Κροατία	47,8	Κόσοβο	23,6
Γερμανία	63,5	Μαυροβούνιο	34,7	Μάλτα	100,9

Πηγή: Eurostat ⁵⁰

Το θέμα της ενεργειακής ασφάλειας έχει απασχολήσει επανειλημμένως το ΙΕΝΕ. Τον Οκτώβριο του 2018, το Ινστιτούτο ολοκλήρωσε ειδική μελέτη με τίτλο “Η Ενεργειακή Ασφάλεια της Ελλάδας και Προτάσεις για την Βελτίωσή της”⁵¹, στο πλαίσιο κατάρτισης του Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού της Ελλάδας από την Εθνική Επιτροπή για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ). Μεταξύ άλλων, η μελέτη προτείνει την σταδιακή μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της Ελλάδας από τις εισαγωγές, σε ποσοστό 54% έως το 2030, δηλ. τον υφιστάμενο ευρωπαϊκό μέσο όρο, από το τρέχον επίπεδο του 73,6%, όπως είχε διαμορφωθεί το 2016. Η υιοθέτηση του συγκεκριμένου στόχου από την Ελλάδα πρέπει να αποτελέσει έναν σταθερό και αδιαπραγμάτευτο στόχο, ο οποίος μπορεί να επιτευχθεί, με οικονομικά οφέλη για την χώρα, μέσω της μείωσης του όγκου των εισαγόμενων καυσίμων και την παραγωγή αντίστοιχων εγχώριων (δηλ. φυσικό αέριο και πετρέλαιο, με τις έρευνες που εντείνονται), με παράλληλη αύξηση της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ και ευρεία εφαρμογή μέτρων για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας.

⁵⁰ https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=t2020_rd320&plugin=1

⁵¹ https://www.iene.gr/articlefiles/energgeiki-asfaleia_elladas.pdf

Επίσης, τον Μάρτιο του 2017, το IENE διοργάνωσε ειδική εκδήλωση για την ασφάλεια του ελληνικού ενεργειακού συστήματος, η οποία είχε ως στόχο αφενός να εξετάσει και να αναλύσει τις αδυναμίες και τα τρωτά σημεία (που εμφάνισε την περίοδο μεταξύ Δεκεμβρίου 2016 και Φεβρουαρίου 2017) στην λειτουργία του ενεργειακού συστήματος της χώρας μας και αφετέρου να αναζητήσει πρακτικά εφαρμόσιμες λύσεις με στόχο την βελτίωση της ασφάλειας ενεργειακής προμήθειας, καθώς και την θωράκιση του συστήματος από πιθανές δυσλειτουργίες συνέπεια υπερβολικής ζήτησης (λόγω καιρικών συνθηκών) και απρόβλεπτων φυσικών φαινομένων και άλλων κινδύνων. Πιο συγκεκριμένα, τα βασικά ζητήματα που αναδείχθηκαν σχετικά με τον ρόλο του ηλεκτρικού συστήματος στην ενεργειακή κρίση του Δεκεμβρίου 2016 και Ιανουαρίου 2017, όπου κατά κοινή ομολογία το ηλεκτρικό σύστημα της χώρας έφθασε στα όριά του, ήταν ότι:

1. υπάρχει ανάγκη διατήρησης/επαύξησης της ετοιμότητας και ικανότητας του ηλεκτρικού συστήματος της χώρας στην αντικατάσταση του φυσικού αερίου με εναλλακτικά καύσιμα, όταν απαιτείται, σε περιόδους κρίσεων
2. από τεχνικής πλευράς το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας λειτούργησε ικανοποιητικά, με τις διαθέσιμες λειτουργούσες μονάδες να ανταποκρίνονται πλήρως, παρότι η έξοδος ορισμένων λιγνιτικών μονάδων, λόγω «περιβαλλοντικής αναβάθμισής τους», μείωσαν αισθητά το κύριο δυναμικό παραγωγής, που θεωρητικά θα έπρεπε να ήταν διαθέσιμο στις συνθήκες αυτές
3. υπάρχουν υψηλά ελλείμματα στα νερά των υδροηλεκτρικών, που αναλώθηκαν και θα πάρει χρόνο να ανακτηθούν
4. παρατηρήθηκαν στρεβλώσεις και αθέμιτες πρακτικές στη λειτουργία της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με εκτεταμένη χρήση προθεσμιακών προϊόντων, τύπου NOME, σε εξαγωγές
5. υπήρξε χαμηλό όριο προσφοράς της ΟΤΣ στα 300 €/MWh, που έχει θεσμοθετηθεί στην Ελλάδα, όταν στις γειτονικές χώρες το όριο αυτό είναι 3.000 €/MWh, που δημιούργησε ντόμινο εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας και μετά πληρώθηκε η αγορά στην οριακή τιμή αποκλίσεων
6. υπήρξε έλλειψη αξιόπιστων μελετών επάρκειας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για το άμεσο μέλλον (2020)
7. υπήρξε έλλειψη υπόγειας αποθήκης φυσικού αερίου, προκειμένου να καλυφθεί, μεταξύ άλλων, η αιχμιακή ζήτηση φυσικού αερίου, η οποία εμφανίζεται για μικρό χρονικό διάστημα κατά τη διάρκεια του έτους

Βέβαια, γίνεται κατανοητό ότι η λειτουργία του λεγόμενου «Target Model» στην Ελλάδα θα εξαλείψει πολλά από τα προαναφερθέντα ζητήματα, θα δημιουργήσει συνθήκες για έναν ασφαλέστερο ενεργειακό εφοδιασμό, αλλά θα πρέπει να λειτουργήσει άμεσα και σωστά, ώστε να δημιουργηθούν και οι συνθήκες για υψηλού κεφαλαιουχικού κόστους επενδύσεις στη χώρα. Η ενίσχυση των διασυνδέσεων προς Βορρά (πχ. Βουλγαρία) και προς Δυσμάς (Ιταλία) θα συμβάλλει στην καλύτερη λειτουργία της αγοράς και στην επίτευξη ανταγωνιστικών τιμών.

Όσον αφορά τον ρόλο του φυσικού αερίου, τα δύο βασικά συμπεράσματα της ανωτέρω εκδήλωσης αφορούσαν στην ευελιξία της αγοράς στην Ελλάδα και στην έλλειψη «τελευταίου καταφυγίου» στο υπάρχον νομοθετικό πλαίσιο για το φυσικό αέριο. Επίσης, δεν υπάρχει οργανωμένη αγορά φυσικού αερίου - που σήμερα χαρακτηρίζεται και ως ρηχή - όπως αυτή του ηλεκτρισμού, παρά τις όποιες δυσλειτουργίες του. Στην προαναφερθείσα ενεργειακή κρίση της Ελλάδας, η έλλειψη «τελευταίου καταφυγίου» στο υπάρχον νομοθετικό πλαίσιο για το φυσικό αέριο καλύφτηκε, χωρίς να είναι συμβατική της υποχρέωση, από τη ΔΕΠΑ και χωρίς να έχει αποπληρωθεί ακόμα για αυτό.



Αναπτυξιακές Δυνατότητες του Ενεργειακού Τομέα της Ελλάδας





8. Αναπτυξιακές Δυνατότητες του Ενεργειακού Τομέα της Ελλάδας

Από τα προαναφερθέντα, προκύπτει ότι τα περιθώρια βελτίωσης στον ενεργειακό τομέα της χώρας μας είναι υπαρκτά, και ότι με συντονισμένη προσπάθεια ο τομέας δύναται να προσφέρει την απαιτούμενη ώθηση στην αναπτυξιακή διαδικασία τα επόμενα χρόνια. Σε αυτό θα μπορούσαν να συμβάλλουν ο αναγκαίος εκσυγχρονισμός στο σύστημα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, επεμβάσεις στην τελική κατανάλωση ενέργειας και αποφάσεις στρατηγικού χαρακτήρα για την αξιοποίηση των φυσικών πόρων και της γεωγραφικής θέσης της Ελλάδας (βλ. Πίνακα 16).

Πίνακας 16: Αναπτυξιακές Δυνατότητες για τον Ενεργειακό Τομέα στην Ελλάδα

Παράγοντας	Χαρακτηριστικά και πλεονεκτήματα
Ηλεκτροπαραγωγή	• Ανάπτυξη των ΑΠΕ για την επίτευξη των στόχων «20-20-20» • Απόσυρση και αντικατάσταση των παλαιών συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής • Ανάπτυξη τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας • Ανάγκη για ευέλικτες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής για την εξισορρόπηση της στοχαστικής παραγωγής ΑΠΕ και του φορτίου
Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	• Αναβάθμιση δικτύων • Διασύνδεση ΜΔΝ • Διασυνδέσεις με γειτονικά συστήματα μεταφοράς
Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας	• Αναβάθμιση δικτύων • Τεχνολογίες έξυπνων δικτύων – εξέταση συμπληρωματικών χρήσεων
Φυσικό Αέριο	• Επέκταση δικτύου χαμηλής πίεσης • Αναβάθμιση θερματικών σταθμών και δημιουργία σημείων εξόδου/αντίστροφης ροής αερίου • Διακρατικοί αγωγοί • Αύξηση δυναμικότητας αποθήκευσης LNG
Βιομηχανία	• Έρευνα και ανάπτυξη τεχνολογιών ΑΠΕ • Βιομηχανία υλικών για τις απαιτούμενες βελτιώσεις στην ενεργειακή αποδοτικότητα και συμπαραγωγή
Τελική Κατανάλωση	• Εξοικονόμηση ενέργειας • Διαχείριση ζήτησης ενέργειας • Αύξηση διείσδυσης φυσικού αερίου • Εναλλακτικά καύσιμα μεταφορών (βιοκαύσιμα και υδρογόνο – ηλεκτρισμός)
Στρατηγική Τοποθέτηση	• Έρευνες υδρογονανθράκων • Συστηματική προσπάθεια προσέλκυσης άμεσων ξένων επενδύσεων • Αξιοποίηση κοινοτικών εργαλείων χρηματοδότησης • Ολοκλήρωση της αγοράς ενέργειας στη ΝΑ Ευρώπη και ανάπτυξη περιφερειακής αγοράς συναλλαγών ενεργειακών προϊόντων και προϊόντων διαχείρισης κινδύνου – Δυνατότητα μετεξέλιξης σε ενεργειακό κόμβο • Στρατηγικό σχέδιο δράσης για την ανάπτυξη της έρευνας και της καινοτομίας και τη σύνδεση αυτών με την επιχειρηματικότητα

Πηγή: IOBE (2016)

Βέβαια, θα πρέπει να λάβουμε υπόψη και τον σημαντικό εξαγωγικό χαρακτήρα της χώρας μας όσον αφορά τον κλάδο της ενέργειας, όπου η περαιτέρω ανάπτυξη αυτού αναμένεται να ενδυναμώσει ακόμα περισσότερο την δυναμική του.

Πιο συγκεκριμένα, η Ελλάδα διατηρεί εξαγωγικές δραστηριότητες στους εξής ενεργειακούς τομείς:

- **Πετρελαϊκά προϊόντα** στην περιοχή της Μεσογείου και των Βαλκανίων
- **Εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας** προς Ιταλία, ΠΓΔΜ, Αλβανία, Τουρκία και Βουλγαρία
- **Δομικά υλικά για μόνωση** (π.χ. αλουμίνια)
- **Ηλιακά θερμικά συστήματα** (π.χ. ηλιακούς θερμοσυσσωρευτές, θερμοσίφωνες)
- **Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας** (π.χ. μπαταρίες για συστήματα ΑΠΕ, με ιδιαίτερα σημαντική την παρουσία της Συστήματα Sunlight, η οποία ειδικεύεται στην ανάπτυξη, την παραγωγή και τη διάθεση μπαταριών και συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας για βιομηχανικές, καταναλωτικές εφαρμογές και εφαρμογές προηγμένης τεχνολογίας)
- **Καλώδια:** Χρήση αυτών σε δίκτυα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, ΑΠΕ, διασυνδέσεις νησιών με ηπειρωτικά συστήματα, αλλά και υπεράκτιων αιολικών πάρκων (π.χ. Όμιλος Cablel® Ελληνικά Καλώδια εξαγει υποβρύχια και υπέργεια καλώδια υψηλής και υπερυψηλής τάσης)
- **Ηλεκτρονικοί μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας** για βιομηχανικές και εμπορικές εφαρμογές (π.χ. η Landis+Gyr Α.Ε., με έδρα την Κόρινθο, εξαγει μετρητές στην Γαλλία και σε άλλες γαλλόφωνες αγορές ανά τον κόσμο)
- **Αγωγοί πετρελαίου και φυσικού αερίου** (π.χ. η Σωληνοργεία Κορίνθου διαθέτει μία από τις μεγαλύτερες ποικιλίες χαλυβδοσωλήνων παγκοσμίως που χρησιμοποιούνται σε χερσαίους αγωγούς μεταφοράς φυσικού αερίου και πετρελαίου, σε αγωγούς επανέγχυσης CO₂ και σε αγωγούς μεταφοράς πετροχημικών και καυσίμων)

Αναλύοντας τις αναπτυξιακές δυνατότητες του ενεργειακού τομέα της Ελλάδας, θα πρέπει να υπογραμμίσουμε την ανάγκη χάραξης μιας νέας ενεργειακής στρατηγικής. Ο ενεργειακός σχεδιασμός και τα διαφορετικά σενάρια που αυτά περιλαμβάνονται προσφέρουν τη δυνατότητα προσδιορισμού συγκεκριμένων και μετρήσιμων στόχων για τον ενεργειακό τομέα σε εθνικό επίπεδο, πράγμα που χρησιμεύει στην παρακολούθηση των εξελίξεων και των επιμέρους πολιτικών συγκρίνοντας μέσα στο χρόνο τις πραγματοποιήσεις έναντι των στόχων.

Τα σενάρια μελλοντικής εξέλιξης που περιλαμβάνονται στο σχεδιασμό αποτελούν ένα πλαίσιο αναφοράς για τις επιμέρους επιχειρηματικές αποφάσεις και σχεδιασμούς. Έτσι, ο καθένας είναι σε θέση να εντάξει ή να συσχετίσει τις επιμέρους αποφάσεις του με τις γενικότερες πιθανολογούμενες εξελίξεις του ενεργειακού τομέα σε μακροσκοπικό επίπεδο.

Αυτό προσδίδει ενιαίο χαρακτήρα και συνεκτικότητα στην ανάλυση των επιχειρηματικών αποφάσεων και στις υποθέσεις, που η ανάλυση αυτή χρησιμοποιεί. Ακόμη, ο ενεργειακός σχεδιασμός χρησιμεύει στον προσδιορισμό και την ποσοτικοποίηση μέτρων δημόσιας πολιτικής στον ενεργειακό τομέα, τα οποία θα επηρεάσουν τις εξελίξεις.

Στις συνθήκες ανταγωνιστικών αγορών, όπως είναι η Ελλάδα, ο ενεργειακός σχεδιασμός επικεντρώνεται σε μακροσκοπικό και μακροοικονομικό επίπεδο, ώστε να επιτρέπει την ελευθερία των αποκεντρωμένων αποφάσεων των επιχειρήσεων και των καταναλωτών. Συνεπώς, ο μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός δεν προτείνει ένα «κανονιστικού» χαρακτήρα πρόγραμμα μελλοντικών εξελίξεων του τομέα, αλλά περιγράφει, μέσα από εναλλακτικά σενάρια, τις πιθανές εξελίξεις και το πώς αυτές επηρεάζονται από μέτρα πολιτικής.

Σύμφωνα με τον μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό (ΕΣΕΚ) του ΥΠΕΝ και αναφορικά με την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού και τη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της Ελλάδας, οι κεντρικοί στόχοι του τρέχοντος ενεργειακού σχεδιασμού περιλαμβάνουν τα εξής:

1. Ενίσχυση διασυννοριακών διασυνδέσεων και διαφοροποίηση πηγών προμήθειας
2. Ανάπτυξη-ενίσχυση του ηλεκτρικού δικτύου για την περαιτέρω βέλτιστη διείσδυση μονάδων ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή
3. Αύξηση μεταφορικής ικανότητας συστήματος φυσικού αερίου, αποθήκευση, επέκταση δικτύου στις περιφέρειες
4. Διασύνδεση ΜΔΝ
5. Μέτρα βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης στην τελική χρήση
6. Βελτίωση αποδοτικότητας ενεργειακών υποδομών
7. Βελτίωση της ανταγωνιστικότητας της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής
8. Σύζευξη αγορών με γειτονικές χώρες
9. Ανάπτυξη μηχανισμών αγοράς για διαχείριση της ζήτησης
10. Προώθηση ΑΠΕ σε όλους τους τομείς τελικής ενεργειακής κατανάλωσης
11. Ανάδειξη χώρας ως περιφερειακού ενεργειακού κόμβου
12. Βέλτιστη αξιοποίηση λοιπών εγχώριων ενεργειακών πηγών

Όσον αφορά ενεργειακά προϊόντα και υπηρεσίες σε προσιτό, ανταγωνιστικό και ελεγχόμενο κόστος, οι κεντρικοί στόχοι ενεργειακού σχεδιασμού περιλαμβάνουν τα εξής:

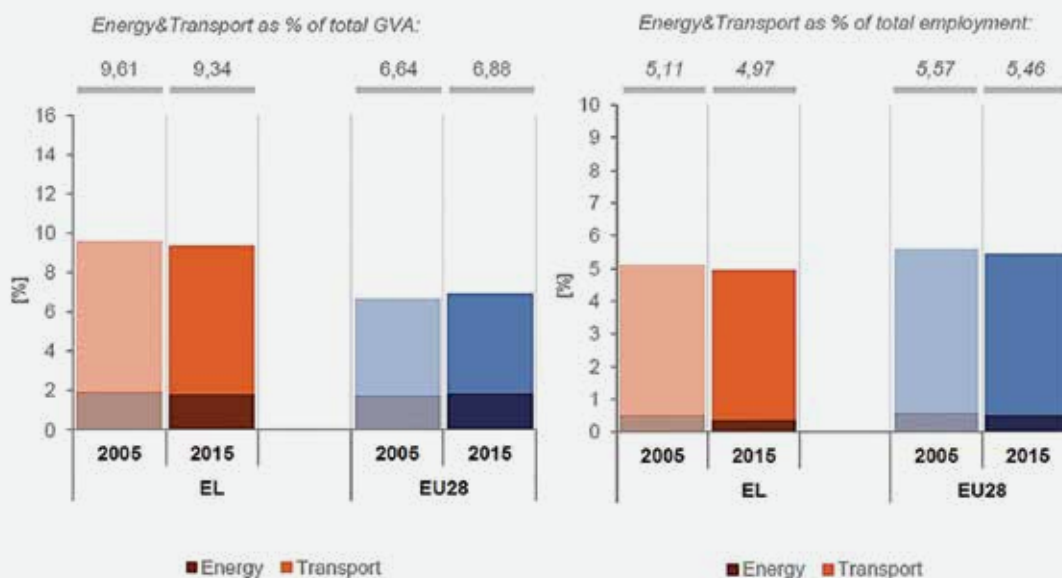
1. Ενίσχυση ανταγωνισμού στην αγορά προμήθειας
2. Ανάπτυξη έξυπνων μετρητικών συστημάτων
3. Οικονομική βελτιστοποίηση του ρυθμιζόμενου κόστους των τιμολογίων
4. Στοχευμένα χρηματοδοτικά εργαλεία και παρεμβάσεις ενίσχυσης
5. Διευρυμένα σχήματα αυτοπαραγωγών με τη συμμετοχή ενεργειακών κοινοτήτων
6. Βέλτιστες πρακτικές στον τομέα των μεταφορών και ενίσχυση μεριδίου μέσω μαζικής μεταφοράς στις επιβατικές και εμπορικές μετακινήσεις

Τέλος, όσον αφορά τις κοινωνικο-οικονομικές επιπτώσεις, οι κεντρικοί στόχοι ενεργειακού σχεδιασμού περιλαμβάνουν τα εξής:

1. Βελτίωση της ανταγωνιστικότητας μέσω και της μείωσης της ενεργειακής έντασης σε επίπεδο εθνικής οικονομίας, καθώς και στους επιμέρους τελικούς τομείς ενεργειακής κατανάλωσης
2. Ενίσχυση της εγχώριας προστιθέμενης αξίας στον τομέα της ενέργειας και των τεχνολογιών χαμηλών εκπομπών άνθρακα και ανάπτυξη καινοτόμων εγχώριων προϊόντων
3. Προστασία ευάλωτων και ενεργειακά φτωχών νοικοκυριών από υψηλό ενεργειακό κόστος και ενδυνάμωση του ρόλου του καταναλωτή
4. Ενίσχυση της εξειδικευμένης απασχόλησης (άξονας «έξυπνη εξειδίκευση») και διασφάλιση θέσεων εργασίας
5. Ανάδειξη περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεων, μέσω του εξωτερικού κόστους (π.χ. υγεία, ερημοποίηση) και ενσωμάτωσή του στη λήψη αποφάσεων.

Σύμφωνα με στοιχεία της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, η δραστηριότητα στους τομείς της ενέργειας και των μεταφορών ανήλθε στο 9,3% της συνολικής προστιθέμενης αξίας της Ελλάδας το 2015 (βλ. Διάγραμμα 56). Παρομοίως, το μερίδιό τους στην συνολική απασχόληση ήταν 5,0% της συνολικής απασχόλησης το 2015, εκ των οποίων 4,6% αντιστοιχεί στον κλάδο των μεταφορών και 0,4% στον τομέα της ενέργειας.

Διάγραμμα 56: Προστιθέμενη Αξία του Κλάδου ως Ποσοστό της Συνολικής Ακαθάριστης Προστιθέμενης Αξίας της Οικονομίας της Ελλάδας (LHS) και Απασχόληση στον Κλάδο ως Ποσοστό της Συνολικής Απασχόλησης (RHS)



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2017)

Ο κλάδος της ενέργειας είναι κατ' εξοχήν κλάδος έντασης κεφαλαίου και επενδύσεων. Με βάση την γεωγραφική θέση της Ελλάδας, τα συγκριτικά της πλεονεκτήματα και τις σχεδιαζόμενες διαρθρωτικές αλλαγές, ο κλάδος της ενέργειας μπορεί και πρέπει (υπό προϋποθέσεις) να αποτελέσει έναν από τους βασικούς μοχλούς ανάπτυξης της ελληνικής οικονομίας. Υπάρχουν σήμερα στην Ελλάδα σημαντικές επενδυτικές ευκαιρίες, τόσο στον πρωτογενή ενεργειακό τομέα (πχ. έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων, ΑΠΕ και ενεργειακή αποδοτικότητα), όσο και οι αναγκαίες επενδύσεις στη μεταφορά, διανομή και υποδομές φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού. Ο Πίνακας 17 συνοψίζει τις εκτιμώμενες ενεργειακές επενδύσεις στην Ελλάδα σε βάθος δεκαετίας, για την περίοδο 2018-2027. Οι συγκεκριμένες εκτιμήσεις λαμβάνουν υπόψιν μία σειρά από παραδοχές (βλ. Πίνακα 18), συμπεριλαμβανομένης της υπόθεσης ότι η χώρα θα ακολουθεί πορεία ανάπτυξης και όχι ύφεσης την επόμενη δεκαετία με μέσο ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης της τάξεως του 1,5%.

Πίνακας 17: Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα (2018-2027)

	Κλάδος	Περιγραφή	Εκτιμώμενες Επενδύσεις σε εκατ. €
ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	Έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων (Upstream)	▪ Έρευνες πεδίων, νέες γεωτρήσεις πετρελαίου και φυσικού αερίου και κατασκευή υποδομών	5,000
	Διύλιση και εμπορία (Downstream)	▪ Αναβάθμιση και εκσυγχρονισμός εγκαταστάσεων διύλισης	1,800
		▪ Τερματικοί σταθμοί φόρτωσης	100
		▪ Εγκαταστάσεις αποθήκευσης	100
		▪ Αγωγός/οί πετρελαίου	-
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	Δίκτυο φυσικού αερίου	▪ Ανάπτυξη αστικών δικτύων (city grids)	700
		▪ Κύριοι διασυνοριακοί αγωγοί*	1,500
		▪ Εγκαταστάσεις υπόγειας αποθήκευσης	500
		▪ Τερματικοί σταθμοί LNG (συμπεριλαμβανομένων του FSRU της Αλεξανδρούπολης και της ολοκλήρωσης της αναβάθμισης του σταθμού της Ρεβυθούσας)	600
ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΣ	Ηλεκτροπαραγωγή (νέες μονάδες)	▪ Λιγνιτικές (συμπεριλαμβανομένων CHP), φυσικού αερίου (CCGT) και μεγάλων υδροηλεκτρικών	3,000
	Δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας	▪ Μονάδες καύσης πετρελαίου στα νησιά (συμπεριλαμβανομένων της Κρήτης και της Ρόδου)	100
		▪ Αναβάθμιση και επέκταση του υπάρχοντος δικτύου και διασύνδεση νήσων (συμπεριλαμβανομένων νέων γραμμών μεταφοράς Υ/Τ)	5,500
	ΑΠΕ	▪ Μικρά υδροηλεκτρικά	200
		▪ Αιολικά	8,200
		▪ Φωτοβολταϊκά**	5,500
		▪ Συγκεντρωτικά θερμικά ηλιακά συστήματα (Concentrating Solar Power)	200
		▪ Βιομάζα (συμπεριλαμβανομένων υγρών βιοκαυσίμων)	500
		▪ Γεωθερμία (υψηλής και χαμηλής ενθαλπίας)	500
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑ	Ενεργειακή αποδοτικότητα	▪ Ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων (ιδιωτικά και δημόσια εμπορικά κτίρια)	11,000
ΕΡΕΥΝΑ ΚΑΙ ΚΑΙΝΟΤΟΜΙΑ	Έρευνα και καινοτομία	▪ Έρευνα και καινοτομικές εφαρμογές αποθήκευσης ενέργειας	500
Συνολικές Εκτιμώμενες Επενδύσεις μέχρι το 2027			45,500

Σημείωση: *Περιλαμβάνονται οι αγωγοί TAP, IGB και Poseidon. Δεν περιλαμβάνεται ο αγωγός East Med,

**Περιλαμβάνονται κεντρικές μονάδες αυτοπαραγωγών, εγκαταστάσεις Φ/Β στις στέγες και συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Πηγή: IENE

Πίνακας 18: Παραδοχές Εκτιμήσεων για Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα (2018-2027)

A. Ηλεκτροπαραγωγή

Θερμικές

- (i) α. Λιγνιτικά με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη από 400 MW
€1,8-2,2 εκατ./MW
β. Λιγνιτικά με εγκατεστημένη ισχύ μικρότερη από 400 MW (δηλ. 200-300 MW)
€1,0-1,4 εκατ./MW
- (ii) Φυσικού αερίου (CCP's)
€600.000-€800.000/MW
- (iii) Πετρελαίου
€850-€1.700/kW

Μεγάλα Υδροηλεκτρικά

Για μεγάλα υδροηλεκτρικά με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη από 50 MW
€2.000-€2.500/KW → € 2,0-2,5 εκατ./MW

Σημειώσεις:

- Περιλαμβάνει όλες τις μηχανικές και ηλεκτρολογικές εργασίες, αλλά και τα λιμάνια
- Περιλαμβάνει όλες τις εργασίες πολιτικού μηχανικού (δηλ. δρόμους, φράγματα, γέφυρες)

Συμπαράγωγή (CHP)

- (i) Συνδυασμένου κύκλου (CCGT) CHP: €770.000 - €1.260.000/MWe, με τυπικό κόστος €900.000/MWe. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M) είναι περίπου €35.000/MWe.
- (ii) CHP με μηχανή φυσικού αερίου: €600.000 - €1.400.000/MWe, με τυπικό κόστος €735.000/MWe. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M) είναι περίπου €175.000/MWe.
- (iii) Καύση σε ρευστοποιημένη κλίνη (Fluidised Bed Combustion) CHP με χρήση λιγνίτη: €2.100.000 - €4.200.000/MWe, με τυπικό κόστος €2.280.000/MWe. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M) είναι περίπου €70.000/MWe.
- (iv) CHP βιομάζας: €2.100.000 - €4.200.000/MWe. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M) είναι περίπου €70.000/MWe.

B. Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

(i) Εναέρια γραμμές

Συνολικό κόστος ανά μήκος διαδρομής κυκλώματος (χλμ.), βάσει συνολικού κόστους περιουσιακών στοιχείων, εξαιρουμένων των εξόδων χρηματοδότησης:

- a. 380-400 kV, κύκλωμα 2: €1.060.919
- b. 380-400 kV, κύκλωμα 1: €598.231
- c. 220-225 kV, κύκλωμα 2: €407.521
- d. 220-225 kV, κύκλωμα 1: €288.289

(ii) Υπόγεια καλώδια

Συνολικό κόστος ανά μήκος διαδρομής (χλμ.)

- a. 380-400 kV, κύκλωμα 2: €4.905.681
- b. 220-225 kV, κύκλωμα 2: €3.314.047
- c. 220-225 kV, κύκλωμα 1: €2.224.630
- d. 150 kV, κύκλωμα 2: €1.511.846
- e. 150 kV, κύκλωμα 1: €695.704

Όλα τα καλώδια αφορούν γραμμές εναλλακτικού ρεύματος (AC). Τα δεδομένα είναι ανεπαρκή για την αξιολόγηση των καλωδίων συνεχούς ρεύματος (DC).

(iii) Υποθαλάσσια καλώδια

Συνολικό κόστος ανά μήκος διαδρομής (χλμ.):

- a. Όλες οι κατηγορίες καλωδίων: €909.910
- b. AC καλώδια (150-220 kV): €1.143.966
- c. DC καλώδια (250-500 kV): €757.621

Γ. ΑΠΕ

(i) Αιολικά

€1,25 – 1,30 εκατ./εγκατεστημένο MW

Σημειώσεις:

- Περιλαμβάνει οδικά έργα, υποσταθμούς και γραμμές μεταφοράς
- Μέσο μέγεθος ανεμογεννήτριας: 3,0-4,0 MW

(ii) Ηλιακή θερμική ενέργεια

Ηλιακός πύργος: €3,5 εκατ./εγκατεστημένο MW

Συγκεντρωμένη ηλιακή ενέργεια (CSP): €1,3 εκατ./MW

(iii) Φωτοβολταϊκά

€0,9 – 1,1/W για έργα με το «κλειδί στο χέρι»

€1,0 εκατ./εγκατεστημένο MW

(iv) Βιομάζα

€3,0-3,5 εκατ./εγκατεστημένο MW

(v) Μικρά υδροηλεκτρικά, για μονάδες μέχρι 15 MW

€1.000/KW -> €1,0 εκατ./εγκατεστημένο MW

Σημειώσεις:

- Περιλαμβάνει μόνο ηλεκτρικές/μηχανικές εγκαταστάσεις
- Δεν περιλαμβάνονται εκτεταμένες εργασίες πολιτικού μηχανικού

(vi) Γεωθερμία (υψηλής ενθαλπίας)

€3,2 – 3,5 εκατ./MW

Δ. Φυσικό αέριο

Κόστος για την τοποθέτηση αγωγών φυσικού αερίου:

(i) Κύριοι αγωγοί

€1,0 – 1,2 εκατ./χλμ. για αγωγούς διαμέτρου 36"-48"

€1,4 – 1,6 εκατ./χλμ. για αγωγούς διαμέτρου 58"

(ii) Διακλαδώσεις

€0,70-0,75 εκατ./χλμ. για αγωγούς διαμέτρου 26"

(iii) Αστικά δίκτυα

€80/μ. -> €80.000/χλμ.

Σημειώσεις:

- Τα παραπάνω κόστη δεν περιλαμβάνουν σταθμούς συμπίεσης, σταθμούς μέτρησης και μονάδες επεξεργασίας αερίου.

Ε. Εκτιμώμενο CAPEX για έρευνες υδρογονανθράκων

(i) Χερσαίες βαθιές γεωτρήσεις (Onshore deep drilling)

\$40 – \$60 εκατ. ανά γεώτρηση για βάθη μεταξύ 3.000 μ. και 6.000 μ.

(ii) Παράκτιες γεωτρήσεις (Offshore drilling) (ρηχά νερά)

\$15 – \$20 εκατ. ανά γεώτρηση

(iii) Παράκτιες γεωτρήσεις (Offshore drilling) (βαθιά νερά)

\$50 – \$100 εκατ. ανά γεώτρηση, για βάθη μέχρι 2.000 μ.

\$120 – \$200 εκατ. ανά γεώτρηση για εξαιρετικά βαθιά νερά (πάνω από 2.000 μ.)

(iv) Οριζόντια διάτρηση (Horizontal drilling)

Από την ξηρά στη θάλασσα \$15.000 – \$18.000 ανά γεώτρηση για μία επιχείρηση διάρκειας 60-70 ημερών.

Ωστόσο, υπάρχουν κίνδυνοι και αβεβαιότητες, που εντάσσονται στην οικονομική σφαίρα (δηλ. ύφεση, τραπεζική κρίση, μείωση ζήτησης, κλπ.), στο αδύναμο ρυθμιστικό πλαίσιο (δηλ. ελλιπές νομικό και νομοθετικό πλαίσιο, γραφειοκρατία, κλπ.), αλλά και στην ασφάλεια υποδομών, μεταξύ άλλων, που ενδέχεται να επηρεάσουν τις προαναφερθείσες ενεργειακές επενδύσεις. Επομένως, οι προοπτικές και οι στόχοι για μελλοντικές επενδύσεις που αναφέρονται στο παρόν Κεφάλαιο θα πρέπει να συνεκτιμηθούν λαμβάνοντας υπόψη τους ανωτέρω ορατούς περιορισμούς. Επειδή, όμως, οι επενδύσεις αποτελούν κλειδί τόσο για τη βραχυπρόθεσμη όσο και για τη μακροπρόθεσμη ανάπτυξη της ελληνικής οικονομίας, η στόχευση για αξιοποίηση του υψηλού επενδυτικού δυναμικού που προσφέρει ο ενεργειακός τομέας θα πρέπει να παραμείνει σταθερή.

Εν κατακλείδι, οι συνολικές μελλοντικές επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα, που έχει υπολογίσει και καταγράψει το IENE στον Πίνακα 17, θα πρέπει να θεωρηθούν περισσότερο ως ένα εκτιμώμενο «δυναμικό» επενδύσεων παρά ως ένα απόλυτο νούμερο.

Βέβαια, θα πρέπει να σημειωθεί ότι οι εκτιμήσεις του IENE για επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα της Ελλάδας για την περίοδο 2010-2020, που δημοσίευσε στη μελέτη «SE Europe Energy Outlook 2011 », επαληθεύτηκαν πλήρως, με τις πραγματοποιηθείσες επενδύσεις να έχουν υπερβεί τις εκτιμήσεις του κατά 15%.

Πιο συγκεκριμένα, το IENE πραγματοποίησε σχετική έρευνα για πρώτη φορά στο πλαίσιο της προαναφερθείσας ειδικής μελέτης αναφοράς του, που ουσιαστικά αποτέλεσε την πρώτη απόπειρα καταγραφής βασικών ενεργειακών εξελίξεων και δεδομένων συνολικά και συγκριτικά στην ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης, συμπεριλαμβανομένης της Ελλάδας. Η μελέτη αυτή επικαιροποιήθηκε το 2017 με την έκδοση του δεύτερου «SE Europe Energy Outlook 2016/2017» τον Ιούνιο του 2017. Στην τελευταία μελέτη αναλύθηκαν εκ νέου οι επενδυτικές προοπτικές στον ενεργειακό τομέα για την Ελλάδα και τις 12 άλλες χώρες της ΝΑ Ευρώπης. Στις σελίδες 168-170 παρουσιάζονται οι παραδοχές που ακολουθήθηκαν στις επενδυτικές εκτιμήσεις.



Ο Ενεργειακός Ρόλος της Ελλάδας στη ΝΑ Ευρώπη





9. Ο Ενεργειακός Ρόλος της Ελλάδας στη ΝΑ Ευρώπη

Η συντελεσθείσα πρόοδος τα τελευταία χρόνια στη χάραξη και κατασκευή νέων αγωγών φυσικού αερίου (λ.χ. ο υπό κατασκευή TAP, ο διασυνδετήριος Ελληνο-Βουλγαρικός (IGB), ο υπό μελέτη East Med), αλλά και ενεργειακών έργων υποδομής γενικότερα (λ.χ. αναβάθμιση τερματικού σταθμού LNG στη Ρεβυθούσα, FSRU Αλεξανδρούπολης, ηλεκτρική διασύνδεση νήσων), όπως αυτά έχουν ήδη αναλυθεί στην παρούσα Έκθεση, βελτιώνουν την ασφάλεια προμήθειας φυσικού αερίου και ενισχύουν την πρόσβαση στις αγορές. Αυτά, όμως, δεν θα μεταβάλλουν την χώρα σε έναν βασικό, εάν όχι τον κύριο, ενεργειακό κόμβο της ευρύτερης περιοχής, όπως κατά καιρούς τονίζεται.

Η Ελλάδα, μέσα από μια απλή ανάγνωση του χάρτη, εμφανίζεται στη νοτιότερη απόληξη της χερσονήσου του Αίμου, αποκομμένη από τα μεγάλα ενεργειακά δίκτυα της Κεντρικής και ΝΑ Ευρώπης. Μπορεί στην τεχνολογικά προηγμένη και ηλεκτρονικά προχωρημένη εποχή μας η σημασία της γεωγραφίας να τείνει να υποβαθμίζεται, όμως, στον τομέα της ενέργειας οι αποστάσεις, η μορφολογία, η τοποθεσία και ο γεωπολιτικός προσδιορισμός εξακολουθούν να έχουν ειδικό βάρος.

Οι γεωγραφικές, και όχι μόνο, συντεταγμένες καθορίζουν συνήθως τις τεχνικές παραμέτρους, τη σχεδίαση και το ύψος μιας επένδυσης και επηρεάζουν άμεσα τις προοπτικές υλοποίησής της. Υπό αυτή την έννοια, τα δίκτυα αγωγών φυσικού αερίου και ηλεκτρικών διασυνδέσεων που δημιουργούνται τώρα έρχονται να ενισχύσουν κυρίως την αμφίδρομη μεταφορά ενέργειας στον πολύ άμεσο γεωγραφικό περίγυρο - δηλ. ανταλλαγές ενέργειας με Τουρκία, Βουλγαρία, ΠΓΔΜ, Αλβανία, ελληνικός νησιωτικός χώρος - και ως εκ τούτου αποτελούν μια μάλλον αυστηρά τοπική υπόθεση που καθόλου δεν επηρεάζει τις ενεργειακές ροές σε επίπεδο των κυρίως ευρωπαϊκών αγορών. Θα πρέπει να επισημανθεί ότι οι ποσότητες φυσικού αερίου που σε λίγα χρόνια θα διέρχονται μέσω Ελλάδας προς Ευρωπαϊκούς προορισμούς είναι πολύ συγκεκριμένες και εξαιρετικά μικρές, σε σχέση με την κατανάλωση της Ευρώπης. Πιο συγκεκριμένα, οι ποσότητες φυσικού αερίου προερχόμενες από την Κασπία προς την ενεργειακά

«πεινασμένη» Ευρώπη, και άρα ο ρόλος της Ελλάδας ως προς αυτό το σημείο αναδεικνύεται κομβικός. Όμως, θα πρέπει να επισημανθεί ότι οι ποσότητες φυσικού αερίου που θα μεταφέρει ο TAP στην πρώτη ή στη δεύτερη φάση λειτουργίας του είναι πραγματικά ελάχιστες, λαμβάνοντας υπόψη τις συνολικές ανάγκες της ευρωπαϊκής αγοράς. Και αυτό διότι μέσω του TAP θα διέρχονται αρχικά 10 bcm κατ' έτος, που θα εφοδιάζουν μια αγορά 500 bcm, καλύπτοντας μόνο το 2% των αναγκών της και προσφέροντας μια κάποια, έστω πολύ μικρή, διαφοροποίηση του σημερινού μείγματος προμήθειας, που σε μεγάλο βαθμό εξαρτάται από εισαγωγές ρωσικού αερίου. Λόγω αδυναμίας επαρκούς παραγωγής του Αζερμπαϊτζάν, τελικά ο TAP, κατά τη Β' φάση, θα είναι εξαιρετικά πιθανό να μεταφέρει και ρωσικό φυσικό αέριο⁵³ (ίσως από Τουρκμενιστάν) διαλύοντας δια παντός τον μύθο περί συμβολής του συστήματος TANAP-TAP στη διαφοροποίηση του ενεργειακού μείγματος της Ευρώπης. Το άνοιγμα μιας νέας νότιας διαδρομής για την τροφοδοσία φυσικού αερίου από νέες πηγές εφοδιασμού (πλην της ρωσικής) για την κάλυψη της αυξανόμενης ευρωπαϊκής ζήτησης φυσικού αερίου κατέστη προτεραιότητα της ενεργειακής στρατηγικής της Ευρωπαϊκής Επιτροπής στις αρχές της δεκαετίας του 2000. Ο βασικός στόχος, όπως και τώρα, είναι η διαφοροποίηση των πηγών και διαδρομών εφοδιασμού με φυσικό αέριο. Ο Νότιος Διάδρομος, στην τρέχουσα κατάστασή του, ικανοποιεί την απαίτηση διαφοροποίησης της διαδρομής εφοδιασμού με φυσικό αέριο, αλλά όχι κατ' ανάγκη την διαφοροποίηση των πηγών εφοδιασμού.

Υπάρχει μια νέα αρχιτεκτονική που πρέπει να εξεταστεί στο πώς διαμορφώνεται ο Νότιος Διάδρομος με πολλαπλούς αγωγούς και τερματικούς σταθμούς LNG, με πολλά σημεία εισόδου και με έναν αριθμό προμηθευτών (π.χ. Αζερμπαϊτζάν, Τουρκία, Ρωσία, LNG). Λόγω της αποτυχίας διασφάλισης σημαντικών ποσοτήτων φυσικού αερίου εκτός Ρωσίας και της μεταβαλλόμενης αρχιτεκτονικής του Νότιου Διαδρόμου, υπάρχει ανάγκη για ευρύτερη συζήτηση προκειμένου να επαναπροσδιοριστούν και να επανεξεταστούν οι προτεραιότητες και οι προσδοκίες.

Πίνακας 19: Ποσότητες Φυσικού Αερίου που θα Διέρχονται Μέσω Ελλάδας (2020-2030)
Έργα Φυσικού Αερίου

	Ποσότητες
Μέσω TAP	10,0 bcm το 2020 (1,0 bcm στην Ελλάδα, 1,0 bcm στην Βουλγαρία και 8,0 bcm στην Ιταλία) με προοπτική (2030) 20,0 bcm (2,5 bcm στην Ελλάδα, 1,5 bcm στην Βουλγαρία και 16,0 bcm στην Ιταλία)
Μέσω IGB	1,0 bcm (2020) με προοπτική 4,0 bcm (2030)
Μέσω IGF	1,0 bcm (2020) με προοπτική 1,5 bcm (2030)
Μέσω Ρεβυθούσας	1,5 bcm (2020) με προοπτική 3,0 bcm (2030)
Μέσω FSRU Αλεξανδρούπολης	1,5 bcm (2020) με προοπτική 4,0 bcm (2030)
Μέσω East Med	0,0 bcm (2020) με προοπτική 10,0 bcm (2030)

Πηγή: IENE

⁵³ Βάσει του κανονισμού λειτουργίας του ΑΣΦΑ, θα υπάρχει δυνατότητα συμμετοχής στο Open Session του TAP και τρίτων προμηθευτών, με την Gazprom να έχει εκφράσει ήδη ενδιαφέρον.

Στην προοπτική ανάδειξης του κομβικού ρόλου της Ελλάδας στα ενεργειακά δρώμενα της Ευρώπης, θα πρέπει να λάβουμε σοβαρά υπόψη τη θέση της Τουρκίας, η οποία, σε σύγκριση με την Ελλάδα, υπερέρχει κατά πολύ τόσο σε μέγεθος και έκταση υποδομών, όσο και ως χώρα-κλειδί στην διέλευση βασικών ενεργειακών διαδρόμων.

Με 3 εκατ. βαρέλια πετρελαίου να διέρχονται καθημερινά μέσω Βόσπορου και λιμένος Τσεϊχάν και με διασυνδέσεις αγωγών φυσικού αερίου και πετρελαίου με Ρωσία (δηλ. Blue Stream, Turkish Stream, Trans Balkan), Αζερμπαϊτζάν, Ιράν και Ιράκ και τέσσερις θερματικούς σταθμούς LNG, που εξασφαλίζουν περίπου 50 bcm φυσικού αερίου το χρόνο (έναντι 4 bcm της Ελλάδας) για τις ανάγκες της εσωτερικής αγοράς, η Τουρκία αποτελεί σήμερα το βασικό ενεργειακό κόμβο της ευρύτερης περιοχής. Αξίζει να σημειωθεί ότι ο TAP αποτελεί απλή προέκταση του τεράστιου αγωγού TANAP - SCP (μήκους 1.800 χλμ και χωρητικότητας 36 bcm), που διασχίζει οριζόντια την Τουρκία, μεταφέροντας φυσικό αέριο από την Κασπία προς την εσωτερική αγορά, αλλά και προς τον TAP.

Οι αλλαγές που συντελούνται στον τρόπο λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας είναι ριζικές με τη θεσμοθέτηση του Χρηματιστηρίου Ενέργειας, υλοποιώντας το Μοντέλο Στόχο (Target Model) που έχει υιοθετήσει η Ευρωπαϊκή Επιτροπή για την ενιαία αγορά (ηλεκτρικής) ενέργειας και οδηγεί στην ενοποίηση (integration) των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας της ΝΑ Ευρώπης. Παράλληλα, επιταχύνονται οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις τόσο με τις γειτονικές χώρες της βαλκανικής, όσο και στο εσωτερικό με τις διασυνδέσεις των νησιών. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί ο EuroAsia Interconnector, το ευρωπαϊκό έργο κοινού ενδιαφέροντος (PCI) που θα συνδέει τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας της Κύπρου και του Ισραήλ με την Ελλάδα μέσω Κρήτης που θα διασυνδεθεί με Αττική και με το Ευρωπαϊκό διασυνδεδεμένο σύστημα, ενώ υπάρχει έντονο ενδιαφέρον για την διασύνδεση της Αιγύπτου με την Κύπρο για την πρόσβαση στις αγορές της Ευρώπης. Αυτό θα παρέχει σημαντικά κοινωνικά και οικονομικά οφέλη στους πολίτες και στην οικονομία των εμπλεκόμενων χωρών, τερματίζοντας την ενεργειακή απομόνωση της Κύπρου (το τελευταίο ενεργειακά απομονωμένο κράτος μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης) και της Κρήτης (μέσω του έργου της εταιρείας ειδικού σκοπού «Αριάδνη Interconnection», 100% θυγατρικής του ΑΔΜΗΕ⁵⁴), διασφαλίζοντας την ασφάλεια του εφοδιασμού και δημιουργώντας έναν εναλλακτικό διάδρομο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας από την Ανατολική Μεσόγειο προς την Ευρώπη.

Επιπλέον, ιδιαίτερη σημασία πρέπει να δοθεί στην εκδήλωση ενδιαφέροντος από διεθνείς ενεργειακές εταιρείες στον τομέα της έρευνας και της εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων της Ελλάδας, διαμορφώνοντας ένα πλαίσιο προοπτικής για την παραγωγή υδρογονανθράκων στην χώρα, με εφάμιλλους όρους με αυτούς που έχουν αποτυπωθεί στο Ισραήλ, την Αίγυπτο και την Κύπρο.

Επομένως, συμπεραίνεται ότι η Ελλάδα, με τις υπό ανάπτυξη, αλλά περιορισμένες σε μέγεθος ενεργειακές υποδομές της, μόνο ένα δευτερεύοντα μπορεί να διαδραματίσει σε περιφερειακό επίπεδο ως προς τον ενεργειακό εφοδιασμό της Ευρώπης, αδυνατώντας να εξελιχθεί σε ένα βασικό κόμβο διέλευσης φυσικών ενεργειακών φορτίων. Μπορεί, όμως, εάν αναδείξει τα συγκριτικά πλεονεκτήματα που αναμφίβολα διαθέτει, και αξιοποιώντας πρωτίστως την υψηλού επιπέδου χρηματοοικονομική υποδομή που έχει αναπτύξει, να εξελιχθεί σε έναν πρώτης τάξης περιφερειακό εμπορικό ενεργειακό κόμβο. Το πρώτο βήμα προς αυτή την κατεύθυνση ήδη προετοιμάζεται με την ίδρυση και λειτουργία εντός του τρέχοντος έτους του Χρηματιστηρίου Ενέργειας και εντός του 2020 με την ενεργοποίηση του εμπορικού κόμβου φυσικού αερίου (gas trading hub), με την μετεξέλιξη της πλατφόρμας εξισορρόπησης φορτίων που αναπτύσσει σήμερα ο ΔΕΣΦΑ⁵⁵.

Αξίζει να αναφερθεί ότι το IENE εκπόνησε το 2014 μία εξειδικευμένη μελέτη, η οποία ανέδειξε τις προοπτικές δημιουργίας ενός περιφερειακού εμπορικού κόμβου φυσικού αερίου για την Νοτιοανατολική Ευρώπη. Η συγκεκριμένη μελέτη, με τίτλο “The Outlook for a Natural Gas Trading Hub in SE Europe⁵⁶”, πρότεινε την δημιουργία ενός περιφερειακού εμπορικού κόμβου φυσικού αερίου που θα εδρεύει στην Ελλάδα, κάτι το οποίο είναι απόλυτα εφικτό μετά το 2020 υπό ορισμένες προϋποθέσεις. Η πλέον βασική από αυτές τις προϋποθέσεις είναι η ύπαρξη ικανών ποσοτήτων φυσικού αερίου, οι οποίες θα μπορούν να διασφαλισθούν από διάφορα σημεία εισαγωγής. Δεδομένου ότι ο μεγαλύτερος όγκος φυσικού αερίου θα διέρχεται τότε μέσω Βορείου Ελλάδος και θα αφορά συμβολαιοποιημένες ποσότητες, η εμπορική δραστηριότητα του κόμβου θα αφορά οριακές ποσότητες (marginal gas volumes). Ακόμη, μία βασική προϋπόθεση για τη λειτουργία του προτεινόμενου κόμβου είναι η λειτουργία του Χρηματιστηρίου Ενέργειας, η οποία αναμένεται εντός του 2019 και στο οποίο θα διαπραγματεύονται συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης, αλλά συγχρόνως θα προσφέρει τον απαραίτητο μηχανισμό και διαφανείς όρους λειτουργίας για την διενέργεια και άλλων συναλλαγών (π.χ. OTCs) με υποκείμενο ποσότητες φυσικού αερίου.

⁵⁴ Ο ΑΔΜΗΕ ανέθεσε και προέβη στην άμεση σύσταση της εταιρείας ειδικού σκοπού «Αριάδνη Interconnection» ως επίσημου φορέα υλοποίησης του έργου της ηλεκτρικής διασύνδεσης της Κρήτης με την Αττική.

⁵⁵ Επαγωγικά του βάθρου εξισορρόπησης (balancing point) και της μετεξέλιξής του σε gas trading hub.

⁵⁶ IENE (2014), “The Outlook for A Natural Gas Trading Hub in SE Europe”, An IENE Study Project (M19), http://www.depa.gr/uploads/Outlook_for_a_natural_gas_trading_hub_in_SE_Europe_FINAL%20DRAFT%20%282%29.pdf

Βασικές Εξελίξεις ανά Κλάδο Ενέργειας στην Ελλάδα το 2017 και το Α' Δεκάμηνο του 2018





10. Βασικές Εξελίξεις ανά Κλάδο Ενέργειας στην Ελλάδα το 2017 και το Α' Δεκάμηνο του 2018

Το παρόν Κεφάλαιο έχει σκοπό να παραθέσει με συνοπτικό τρόπο τις πλέον σημαντικές ενεργειακές εξελίξεις που έλαβαν χώρα στην Ελλάδα το περασμένο έτος και το πρώτο δεκάμηνο του 2018, οι οποίες αναλύθηκαν λεπτομερώς στην παρούσα Έκθεση και αναμένεται να παίξουν καθοριστικό ρόλο στον ενεργειακό μετασχηματισμό που συντελείται αυτήν την περίοδο στη χώρα. **Αξίζει να σημειωθεί ότι υποβλήθηκε στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή από το ΥΠΕΝ το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)**, το οποίο περιγράφει την υπάρχουσα δομή του ενεργειακού τομέα, καθώς και τα προτεινόμενα μέτρα πολιτικής για την επίτευξη των εθνικών ενεργειακών και περιβαλλοντικών στόχων έως το 2030, λαμβάνοντας υπόψη τις ευρωπαϊκές πολιτικές και δεσμεύσεις.

Έρευνα και Ανάπτυξη Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα

- Στις αρχές Ιουλίου 2018, ανακοινώθηκε η κοινοπραξία Total-ΕxxonMobil-ΕΛΠΕ και επίσημα ως επιλεγείς αιτών από το ΥΠΕΝ, κατόπιν διεθνούς διαγωνισμού για τις θαλάσσιες περιοχές Νοτιοδυτικά και Δυτικά της Κρήτης για την παραχώρηση δικαιώματος έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων, με τις συμβάσεις να αναμένεται να κυρωθούν από τη Βουλή εντός του 2018. Σε σχέση με την πρόταση των Repsol-ΕΛΠΕ για το θαλάσσιο οικόπεδο του Ιονίου, η διαδικασία της αξιολόγησης και των διαπραγματεύσεων για τις προσφορές είναι ακόμη σε εξέλιξη, χωρίς όμως κι αυτή να αναμένεται να καθυστερήσει σημαντικά.
- Στο Δυτικό Πατραϊκό Κόλπο, μετά την μεταβίβαση των δικαιωμάτων της Petroceltic το 2016, η σύνθεση του επιχειρηματικού σχήματος που έχει τα αποκλειστικά δικαιώματα έρευνας και παραγωγής υδρογονανθράκων στην περιοχή είναι ΕΛΠΕ Πατραϊκός (50%, διαχειριστής) και Edison International (50%). Η ημερομηνία έναρξης ισχύος της επταετούς σύμβασης μίσθωσης ήταν στις 3 Οκτωβρίου 2014, με την πρώτη ερευνητική περίοδο μέχρι τις 3 Οκτωβρίου 2017, τη δεύτερη μέχρι τις 3 Οκτωβρίου 2019 και τη τρίτη μέχρι τις 3 Οκτωβρίου 2021.
- Στις 27 Σεπτεμβρίου, μονογράφηκαν οι συμβάσεις παραχώρησης έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων για τα δυο θαλάσσια οικόπεδα, νότια και νοτιοδυτικά της Κρήτης, καθώς και για το θαλάσσιο οικόπεδο 10 στον Κυπαρισσιακό Κόλπο, ενώ η μονογραφή της αντίστοιχης σύμβασης για τη θαλάσσια περιοχή του Ιονίου πραγματοποιήθηκε στις 21 Νοεμβρίου.
- Η εταιρεία πετρελαίου Energean Oil & Gas, ο μοναδικός παραγωγός πετρελαίου της Ελλάδας, συνεχίζει το επενδυτικό αναπτυξιακό πρόγραμμά της, με στόχο την περαιτέρω αύξηση της παραγωγής από τον Πρίνο και τον Βόρειο Πρίνο και την ανάπτυξη του κοιτάσματος Έψιλον στον Κόλπο της Καβάλας.

Αγορά Φυσικού Αερίου

- Η εποχή που ο καταναλωτής θα έχει τη δυνατότητα να επιλέγει την εταιρεία από την οποία θα προμηθεύεται φυσικό αέριο έχει ήδη έρθει. Το πλήρες άνοιγμα της αγοράς φυσικού αερίου (από 1/1/2018) και η εναρμόνιση της ελληνικής νομοθεσίας με τις κοινοτικές οδηγίες, αν και καθυστέρησε, είναι πλέον πραγματικότητα. Η Δημόσια Επιχείρηση Αερίου (ΔΕΠΑ) και οι αντίστοιχες Εταιρείες Παροχής Αερίου (ΕΠΑ) έχουν σταματήσει να μονοπωλούν την συγκεκριμένη αγορά, αφού επιτρέπεται πλέον η είσοδος στους ιδιώτες να πωλούν φυσικό αέριο ως εναλλακτικοί πάροχοι.
- Στο μέλλον, ο καταναλωτής θα έχει τη δυνατότητα να επιλέξει το κατάλληλο πακέτο προμήθειας με βάση τις ανάγκες του. Το πακέτο αυτό θα περιλαμβάνει εναλλακτικά ενεργειακά προϊόντα, όπως ηλεκτρική ενέργεια και φυσικό αέριο ή συνδυασμό ενέργειας και τηλεπικοινωνιών. Όλες οι βασικές ανάγκες για ένα νοικοκυριό (ηλεκτρική ενέργεια, φυσικό αέριο, τηλεπικοινωνίες, ύδρευση) θα είναι εφικτές να παρέχονται από μία εταιρεία προμήθειας βασισμένες στις ανάγκες του καταναλωτή κάτω από ένα ενιαίο λογαριασμό, με ενιαίο και ανταγωνιστικό κόστος.
- Επίσης, αναμένεται οι περισσότεροι εναλλακτικοί πάροχοι ηλεκτρισμού να δραστηριοποιηθούν και στην αγορά φυσικού αερίου. Ανάλογη κίνηση πρέπει να αναμένεται σύντομα και από τη ΔΕΗ σε μία προσπάθεια να εισέλθει σε νέες ενεργειακές αγορές προκειμένου να καλύψει τις απώλειες εσόδων από τη μείωση των πελατών της στον ηλεκτρισμό.
- Επιπλέον, ιδιαίτερη σημασία έχει η ολοκλήρωση της συμφωνίας ΔΕΠΑ-Shell στα μέσα Ιουνίου 2018 για την εξαγορά του μεριδίου της ολλανδικής εταιρείας ύψους 49% στις ΕΠΑ και ΕΔΑ Αττικής. Πιο συγκεκριμένα, η ΔΕΠΑ απέκτησε έναντι €150 εκατ. το ποσοστό της Shell στη προμήθεια και διανομή φυσικού αερίου του Λεκανοπεδίου Αττικής, με τους Ολλανδούς να παρέχουν νομικά δεσμευτικές εγγυήσεις μακροπρόθεσμης διάρκειας.
- Μία ακόμη σημαντική εξέλιξη είναι η αποκρατικοποίηση της ΔΕΠΑ στο πλαίσιο των

μνημονιακών υποχρεώσεων της χώρας. Η εταιρεία διαχωρίστηκε το Σεπτέμβριο σε δύο ανεξάρτητες εταιρείες, με τη μία να καλύπτει τις δραστηριότητες εμπορίας (ΔΕΠΑ Εμπορίας) και την άλλη να αφορά τις υποδομές (ΔΕΠΑ Υποδομών). Με τη ΔΕΠΑ Εμπορίας να περιλαμβάνει τα διμερή συμβόλαια προμήθειας (Gazprom, Botas, TAP, Sonatrach), το μερίδιο που κατέχει η ΔΕΠΑ στη χονδρική αγορά, και την ΕΠΑ Αττικής. Στο πλαίσιο αποκρατικοποίησης της ΔΕΠΑ προβλέπεται η πώληση σε στρατηγικό επενδυτή ή η διάθεση στο Χρηματιστήριο του 50,1%, με τη διατήρηση του 14,9% από το Δημόσιο (με τα ΕΛΠΕ να διατηρούν προς το παρόν το 35%, ποσοστό το οποίο ενδεχομένως να θελήσουν αργότερα να πωλήσουν). Η δε ΔΕΠΑ Υποδομών θα συμπεριλάβει στις δραστηριότητές της την ΕΔΑ Αττικής, το 51% της ΕΔΑ Θεσσαλονίκης-Θεσσαλίας και ΔΕΔΑ, τις συμμετοχές στα υπό ανάπτυξη διεθνή έργα (IGB, East Med, IGI Poseidon, FSRU Αλεξανδρούπολης) και με το ελληνικό Δημόσιο να διατηρεί το 65% της εταιρείας και το υπόλοιπο να προσφέρεται, κατόπιν διαγωνισμού, σε στρατηγικό επενδυτή ή το πλέον πιθανό να εισάγεται στο Χρηματιστήριο Αθηνών, που έχει ήδη εκφρασθεί μεγάλο ενδιαφέρον.

- Επίσης, στα τέλη Ιουλίου 2018, υπεγράφη η σύμβαση πώλησης του 66% του μετοχικού κεφαλαίου του ΔΕΣΦΑ (31% για το ΤΑΙΠΕΔ και 35% για τα ΕΛΠΕ) στην κοινοπραξία «SENFLUGA Energy Infrastructure Holdings S.A.» των εταιρειών Snam, Enagás και Fluxys, έναντι συνολικού τιμήματος €535 εκατ. Σύμφωνα με το ΤΑΙΠΕΔ, πρόκειται για μία ιδιαίτερα επιτυχημένη διαγωνιστική διαδικασία που προσέκλυσε σημαντικό επενδυτικό ενδιαφέρον και χαρακτηρίστηκε από έντονο ανταγωνισμό, με αποτέλεσμα να αποφέρει στο πρόγραμμα ιδιωτικοποιήσεων έσοδα ύψους €251 εκατ. (το υπόλοιπο μέρος του τιμήματος αφορά στα ΕΛΠΕ). Επιπλέον, το υφιστάμενο επενδυτικό πλάνο του ΔΕΣΦΑ προβλέπει την εκτέλεση ενός επενδυτικού σχεδίου ύψους €331 εκατ. έως το 2023.
- Τέλος, από την 1η Ιουλίου 2018, το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου της Ελλάδας διαθέτει ένα πλήρως λειτουργικό Βάθρο Εξισορρόπησης (Balancing Platform), καθώς και ένα Εικονικό Σημείο Συναλλαγών (Virtual Trading Point). Μέσω του Balancing Platform, το οποίο αναπτύχθηκε από τον ΔΕΣΦΑ σε συνεργασία με τον Όμιλο Χρηματιστηρίου Αθηνών, ο Διαχειριστής θα μπορεί πλέον να αγοράζει και να πωλεί τις ποσότητες αερίου που απαιτούνται για την εξισορρόπηση του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς μέσω δημοπρασιών. Οι ημερήσιες τιμές αναφοράς για την αγορά και πώληση αερίου διαμορφώνονται πλέον με βάση τις συναλλαγές μεταξύ των χρηστών και του Διαχειριστή στο Balancing Platform. Ταυτόχρονα, με την ενεργοποίηση του Εικονικού Σημείου Συναλλαγών (Virtual Trading Point), προσφέρεται για πρώτη

φορά η δυνατότητα δραστηριοποίησης στην ελληνική αγορά και εμπόρων που δεν έχουν ως αντικείμενο τη φυσική διακίνηση αερίου, καθώς επιτρέπεται πλέον η διενέργεια συναλλαγών ποσοτήτων αερίου, χωρίς την προϋπόθεση προηγούμενης δέσμευσης δυναμικότητας σε φυσικά σημεία εισόδου/εξόδου, όπως ίσχυε μέχρι σήμερα.

Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

- Το Χρηματιστήριο Ενέργειας, το οποίο ιδρύθηκε τον Ιούνιο του 2018 υπο την επωνυμία «Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας Α.Ε.» (ΕΧΕ), είναι μια σημαντική και δομική αλλαγή για την εγχώρια αγορά ενέργειας. Μεταξύ των πολλών αλλαγών που θα επιφέρει, σχετίζεται έμμεσα άλλα ουσιαστικά και με τον στόχο της μείωσης του μεριδίου της ΔΕΗ στη λιανική καθώς, σύμφωνα με παραδείγματα από αγορές του εξωτερικού, μπορεί να αποτελέσει βασική προϋπόθεση ανταγωνισμού στην εμπορία και προμήθεια ενέργειας. Η εφαρμογή του Μοντέλου Στόχου (Target Model) μετατίθεται για τον Απρίλιο του 2019.
- Τον Μάρτιο του 2018, πραγματοποιήθηκαν τα εγκαίνια της πρώτης φάσης της ηλεκτρικής διασύνδεσης των Κυκλάδων με το ηπειρωτικό σύστημα της χώρας, που αποτελεί ένα μέρος του φιλόδοξου σχεδιασμού για την ηλεκτρική διασύνδεση των νησιών που οραματίστηκαν οι μηχανικοί της ΔΕΗ από τα τέλη της δεκαετίας του 1970 και άρχισε να υλοποιείται με καθυστερήσεις δεκαετιών από τη δεκαετία του 1990. Μόνο από τη διασύνδεση της πρώτης φάσης των Κυκλάδων, που περιλαμβάνει τα νησιά Πάρο, Μύκονο, Τήνο και Σύρο, η οποία ολοκληρώθηκε επιτυχώς, το κόστος του ηλεκτρικού ρεύματος θα περιοριστεί για το σύνολο των καταναλωτών της χώρας που επιβαρύνονται με τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφελείας (ΥΚΩ) κατά €80 εκατ. ετησίως και σε ορίζοντα 20ετίας κατά €2,7 δισ., σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ που υλοποιεί τα έργα της διασύνδεσης.
- Η λεγόμενη «μικρή» ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης, μέσω Πελοποννήσου, εισήλθε σε φάση υλοποίησης, καθώς ολοκληρώθηκε η αξιολόγηση των προσφορών και αναδείχθηκαν οι μειοδότες για τα επιμέρους τμήματα του έργου. Όπως ανακοίνωσε ο ΑΔΜΗΕ στις 21 Σεπτεμβρίου, μειοδότρια για το πρώτο (δυτικό) κύκλωμα της υποβρύχιας διασύνδεσης Πελοποννήσου-Κρήτης και τις υπόγειες διασυνδέσεις της Πελοποννήσου, ανακηρύχθηκε η εταιρεία FULGOR AE έναντι τιμήματος €140,2 εκατ. Για το δεύτερο (Ανατολικό) κύκλωμα της υποβρύχιας διασύνδεσης, ανακηρύχθηκε η εταιρεία Prysmian Powerlink έναντι τιμήματος €125,9 εκατ. Επιπλέον, για τις υπόγειες διασυνδέσεις της Κρήτης στο πλαίσιο της διασύνδεσής της με την Πελοπόννησο, μειοδότησε η εταιρεία Ελληνικά Καλώδια ΑΕ έναντι τιμήματος €41,09 εκατ. Στις 27 Νοεμβρίου 2018, υπογράφηκαν οι σχετικές

συμβάσεις μεταξύ του ΑΔΜΗΕ και της κοινοπραξίας που έχει αναλάβει το έργο. Αξίζει να αναφερθεί ότι στις 10 Δεκεμβρίου υπεγράφη η σύμβαση για την κατασκευή της «μικρής» διασύνδεσης της Κρήτης με την Πελοπόννησο.

- Η δεύτερη φάση της διασύνδεσης της Κρήτης, μέσω Αττικής, παραμένει επί του παρόντος στο χρονικό ορίζοντα του 2023, με ανοιχτό το ενδεχόμενο επίστευσής της κατά ένα ή δύο χρόνια. Κάτι που συνδέεται και με την υλοποίηση του έργου διασύνδεσης Κύπρου-Ελλάδας μέσω Κρήτης, το χρονοδιάγραμμα του οποίου προβλέπει την ολοκλήρωση του τμήματος Αττική-Κρήτη το 2021.
- Η Ελληνική κυβέρνηση βρίσκεται στην διαδικασία εισαγωγής κατάλληλου θεσμικού πλαισίου για την ανάπτυξη των υποδομών φόρτισης και την περιγραφή του τρόπου λειτουργίας και διαχείρισής τους. Στη χώρα μας, υπάρχουν ήδη 17 σταθμοί φόρτισης που διαθέτουν 27 θέσεις φόρτισης συμμετέχοντας στο πανελλαδικό δίκτυο Fortizo. Οι περισσότεροι από αυτούς βρίσκονται στην Αθήνα, όπου βρίσκεται και ο κύριος όγκος του εγχώριου στόλου ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Τουλάχιστον ένας σταθμός φόρτισης αναμένεται να εγκατασταθεί σε κάθε νησί (διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό σύστημα ή μη), το οποίο έχει μία μέση ζήτηση αιχμής μεγαλύτερη του 1 MW. Ειδικά για τα νησιά της Κρήτης και της Ρόδου, προβλέπονται 35 και 10 σταθμοί φόρτισης αντίστοιχα.
- Ο ΔΕΔΔΗΕ έχει εγκαταστήσει μέχρι στιγμής έξυπνους μετρητές σε 13.000 πελάτες μέσης τάσης (μεγάλες επιχειρήσεις, εμπορικές αλυσίδες, κ.α.), καθώς και σε 74.000 μεγάλους πελάτες χαμηλής τάσης που αντιπροσωπεύουν από κοινού το 36% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας. Εντός του περασμένου Σεπτεμβρίου, ο Διαχειριστής παρέλαβε τους πρώτους 224.000 έξυπνους μετρητές κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, τους οποίους αναμένεται να εγκαταστήσει σε νέες συνδέσεις, αλλά και σε αντικατάσταση παλιών ρολογιών. Με αυτήν την κίνηση η εταιρεία επιδιώκει να «τρέξει» νέο πιλοτικό πρόγραμμα τοποθέτησης μετρητών σε διάφορες περιοχές της χώρας σε σχέση με εκείνο που είχε επιλέξει με τον προηγούμενο διαγωνισμό για Αθήνα, Θεσσαλονίκη, Ξάνθη, Λέσβο, Λήμνο και Αγ. Ευστράτιο. Το σκεπτικό της διοίκησης είναι να πραγματοποιηθούν οι πρώτες εγκαταστάσεις, να αντληθούν τα αναγκαία συμπεράσματα από τη λειτουργία τους και στη συνέχεια να τεθεί σε εφαρμογή όλο το project της αντικατάστασης και των 7,4 εκατομμυρίων μετρητών της χαμηλής τάσης.

Αγορά ΑΠΕ

- Στις 2 Ιουλίου 2018, πραγματοποιήθηκαν οι τρεις πρώτοι διαγωνισμοί που είχε προγραμματίσει η ΡΑΕ για ΑΠΕ για τη λειτουργική ενίσχυση νέων φωτοβολταϊκών και αιολικών πάρκων

με τη δημοπράτηση ισχύος 283 MW και στις τρεις ανταγωνιστικές διαδικασίες. Δικαίωμα συμμετοχής στις δημοπρασίες και των τριών κατηγοριών είχαν 182 υποψήφια έργα, συνολικής ισχύος περίπου 495 MW. Επομένως, με βάση τον «κανόνα του 75%», σύμφωνα με τον οποίο η συνολική ισχύς των έργων που πήραν μέρος θα πρέπει να είναι 1,75 φορές μεγαλύτερη από τη δημοπρατούμενη, μέσω των διαγωνισμών εκχωρήθηκαν περίπου 283 MW.

- Αξίζει να αναφερθεί ότι το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας της χώρας, προσδοκώντας ότι η γεωθερμία μπορεί να αποτελέσει βασικό συστατικό του ενεργειακού της μείγματος, αναμένεται να προωθήσει ένα νέο Νόμο για την εκμετάλλευση του γεωθερμικού δυναμικού της.
- Θεσμοθετήθηκε ο Εικονικός Ενεργειακός Συμψηφισμός και οι λεγόμενες Ενεργειακές Κοινότητες.

Αγορά Ενεργειακής Αποδοτικότητας

- Η επικαιροποίηση του Κανονισμού Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίων (ΚΕΝΑΚ) στα πρότυπα της ευρωπαϊκής και εθνικής πολιτικής για την ενεργειακή αποδοτικότητα των κτιρίων αποτελεί ένα από τα βασικά μέτρα πολιτικής για την ανακαίνιση του ελληνικού κτιριακού δυναμικού, αλλά και τη θέσπιση προδιαγραφών για την ανέγερση νέων κτιρίων. Ο νέος ΚΕΝΑΚ, που αντικαθιστά τον προηγούμενο κανονισμό του 2010, δημοσιεύθηκε τον Ιούλιο του 2017. Η εφαρμογή του ξεκίνησε στις 27/11/2017, κατόπιν έγκρισης των τεχνικών οδηγιών του ΤΕΕ (ΦΕΚ Β' 4003/17.11.2017). Η καθυστέρηση τόσο στη δημοσίευσή του όσο και στην εφαρμογή του οδήγησε σε αντίστοιχες καθυστερήσεις υλοποίησης προγραμμάτων του ΕΣΠΑ που σχετίζονται με θέματα ενέργειας (πρόγραμμα «Εξοικονομώ»).
- Σημαντικό πρόγραμμα υποστήριξης είναι το συγχρηματοδοτούμενο Πρόγραμμα «Εξοικονομώ κατ' Οίκον», που παρέχει κίνητρα στους πολίτες προκειμένου να βελτιώσουν την ενεργειακή απόδοση του σπιτιού τους, εξοικονομώντας χρήματα και ενέργεια και αυξάνοντας με αυτόν τον τρόπο την αξία του. Τον Φεβρουάριο 2018, υπογράφηκε η Υπουργική Απόφαση με την οποία ορίζονται οι όροι και οι προϋποθέσεις για να ενταχθεί κάθε ενδιαφερόμενος στο επιδοτούμενο Πρόγραμμα «Εξοικονομώ κατ' Οίκον II» συνολικού προϋπολογισμού €500 εκατ. Το πρόγραμμα παρέχει χρηματοδότηση για την υλοποίηση παρεμβάσεων, με στόχο την εξοικονόμηση ενέργειας στον οικιακό κτιριακό τομέα, τη μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης και κατά συνέπεια του ενεργειακού κόστους των νοικοκυριών, με ιδιαίτερη μέριμνα για τα χαμηλά και μεσαία εισοδήματα. Έχουν ήδη εγκριθεί 39.793 αιτήσεις, με συνέπεια να έχουν καλυφθεί περίπου το 70% των προβλεπόμενων κεφαλαίων.

- Στο πλαίσιο του Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού, προβλέπεται, επίσης, η ενεργειακή αναβάθμιση και ανακαίνιση σε ετήσια βάση τουλάχιστον του 3% του συνολικού εμβαδού των κτιρίων που χρησιμοποιούνται από την κεντρική δημόσια διοίκηση έως το 2030. Γι' αυτό τον σκοπό, προωθείται ένα φιλόδοξο πρόγραμμα αναβάθμισης των δημοσίων κτιρίων, συνολικού προϋπολογισμού €2 δισ. Επιπλέον, σχεδιάζονται εξειδικευμένα προγράμματα ενεργειακής αναβάθμισης για τη βιομηχανία και τις τουριστικές εγκαταστάσεις.
- Το ΥΠΕΝ σχεδιάζει να προκηρύξει τρίτο κατά σειρά πρόγραμμα ενεργειακής αναβάθμισης κατοικιών, το λεγόμενο «Εξοικονομώ κατ' Οίκον», στις αρχές του 2019, συνολικού προϋπολογισμού €200 εκατ., χάρις στο οποίο αναμένεται να βελτιώσουν το ενεργειακό τους προφίλ περίπου 20.000 κατοικίες.
- Το ΥΠΕΝ έχει αναθέσει έργο στο Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ) για τον καθορισμό των τεχνικών χαρακτηριστικών των κτιρίων με σχεδόν μηδενική κατανάλωση ενέργειας (nZEB) και την εκπόνηση στρατηγικής για την αύξηση του μεριδίου τους στο κτιριακό απόθεμα της χώρας. Με την ολοκλήρωση του σχετικού έργου από το ΚΑΠΕ, αναμένεται να διαμορφωθούν οι τεχνικοί κανόνες, με βάση τους οποίους θα κατασκευάζονται στην Ελλάδα τα κτίρια nZEB. Όπως είναι γνωστό, η νομοθεσία της Ευρωπαϊκής Ένωσης και συνακόλουθα οι ήδη θεσμοθετημένοι εθνικοί σχεδιασμοί για την ενεργειακή αποδοτικότητα των κτιρίων προβλέπουν υποχρεωτικά ότι (α) τα νέα κτίρια που στεγάζουν υπηρεσίες του δημόσιου και ευρύτερου δημόσιου τομέα οφείλουν να είναι κτίρια σχεδόν μηδενικής κατανάλωσης ενέργειας από την 1η Ιανουαρίου 2019 και (β) όλα τα νέα κτίρια πρέπει να είναι σχεδόν μηδενικής κατανάλωσης ενέργειας από την 1η Ιανουαρίου 2021.

Ηλεκτροκίνηση

- Στην Ελλάδα, η χρήση των εναλλακτικών καυσίμων στον τομέα των μεταφορών είναι εξαιρετικά περιορισμένη. Η χρήση του ηλεκτρικού ρεύματος στον τομέα των μεταφορών ανήλθε μόλις στο 0,5% της συνολικής ζήτησης ενέργειας του κλάδου για το 2015, σύμφωνα με στοιχεία του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας. Το 0,8% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για το 2015 προήλθε από τον κλάδο των μεταφορών και σχεδόν αποκλειστικά από μέσα σταθερής τροχιάς. Είναι εμφανές ότι η ηλεκτροκίνηση βρίσκεται πίσω στη χώρα μας κυρίως λόγω έλλειψης υποδομών φόρτισης και ελλειπών ενημέρωσης για τα οφέλη της ηλεκτροκίνησης. Συγκεκριμένα, το 2016, η εγχώρια αγορά απαριθμούσε συνολικά 397 ηλεκτρικά οχήματα εκ των οποίων 146 ήταν τα ελαφρά επιβατηγά με 124 ηλεκτρικές

μοτοσυκλές και 113 ηλεκτροκίνητα τρίκυκλα.

- Η προσπάθεια της Ελλάδας να προωθήσει την ηλεκτροκίνηση ξεκίνησε το 2010 με φοροαπαλλαγές των πρώτων ηλεκτρικών οχημάτων. Σήμερα, το κύριο κίνητρο στην αγορά του ηλεκτρικού οχήματος είναι η αναδιαμόρφωση των τελών κυκλοφορίας σε ένα σύστημα φορολόγησης των εκπομπών (CO₂g/km) χρήσης των οχημάτων. Η χώρα μας, λόγω οικονομικής αδυναμίας καθυστέρησε να προχωρήσει σε απαραίτητες για την προώθηση της ηλεκτροκίνησης επιδοτήσεις, όπως οι Ευρωπαϊκές οικονομίες του Βορρά, ενώ ακολουθεί ένα συντηρητικό πρόγραμμα σε εναρμόνιση με την Ευρωπαϊκή Οδηγία (2014/94/EU) με κύριο στόχο την αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στον τομέα των μεταφορών στο 10% το 2020.
- Η Ελληνική κυβέρνηση βρίσκεται στην διαδικασία εισαγωγής κατάλληλου θεσμικού πλαισίου για την ανάπτυξη των υποδομών φόρτισης και την περιγραφή του τρόπου λειτουργίας και διαχείρισής τους. Στη χώρα μας, υπάρχουν ήδη 17 σταθμοί φόρτισης που διαθέτουν 27 θέσεις φόρτισης συμμετέχοντας στο πανελλαδικό δίκτυο Fortizo. Οι περισσότεροι από αυτούς βρίσκονται στην Αθήνα, όπου βρίσκεται και ο κύριος όγκος του εγχώριου στόλου ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Τουλάχιστον ένας σταθμός φόρτισης αναμένεται να εγκατασταθεί σε κάθε νησί (διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό σύστημα ή μη), το οποίο έχει μία μέση ζήτηση αιχμής μεγαλύτερη του 1 MW. Ειδικά για τα νησιά της Κρήτης και της Ρόδου, προβλέπονται 35 και 10 σταθμοί φόρτισης αντίστοιχα.

Επικαιροποιημένο Μνημόνιο για την Ενέργεια στην Ελλάδα





11. Επικαιροποιημένο Μνημόνιο για την Ενέργεια στην Ελλάδα

Στα τέλη Μαΐου του 2018, αναρτήθηκε στην ιστοσελίδα της Ευρωπαϊκής Επιτροπής το σχέδιο για το Συμπληρωματικό Μνημόνιο. Το επικαιροποιημένο κείμενο της συμφωνίας της ελληνικής κυβέρνησης με τους πιστωτές περιλαμβάνει τη στενή παρακολούθηση των θεσμών στα οικονομικά της ΔΕΗ, την αποπληρωμή των οφειλών του δημοσίου και τη μείωση κατά 50% της πρόσθετης ποσότητας των ΝΟΜΕ που πρόκειται να δημοπρατηθεί μόλις προκηρυχθεί ο διαγωνισμός για την πώληση λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ, μεταξύ άλλων. Επίσης, το κείμενο της συμφωνίας αναφέρει αναλυτικά τη διαδικασία πώλησης των λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ, ενώ προβλέπει ότι για τις λιγνιτικές μονάδες που δεν εντάσσονται στο προς πώληση πακέτο, η ΔΕΗ θα αποφασίσει για πιθανές επενδύσεις και θα εξετάσει την επέκταση της διάρκειας ζωής τους.

Η εφαρμογή του Μοντέλου Στόχου (Target Model) μετατίθεται για τον Απρίλιο του 2019, ενώ η Πρόσθετη Χρέωση των Εκπροσώπων Φορτίου Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (ΠΧΦΕΛ)³⁹ αποκλιμακώνεται κατά 50% από 1/1/2019, με στόχο την πλήρη κατάργηση στο τέλος του 2020. Σε περίπτωση εκ νέου δημιουργίας ελλείμματος στον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ θα πρέπει να αυξηθεί το ΕΤΜΕΑΡ.

Το πλήρες κείμενο του Συμπληρωματικού Μνημονίου για την Ενέργεια, το οποίο πρέπει να αφορά μία νέα αγορά απαλλαγμένη από υφιστάμενες στρεβλώσεις, έχει ως εξής:

Η ελληνική αγορά ενέργειας χρειάζεται ευρείες και διαρθρωτικές μεταρρυθμίσεις για να ευθυγραμμιστεί με τη νομοθεσία και τις πολιτικές της ΕΕ, να καταστεί πιο σύγχρονη και ανταγωνιστική, να μειώσει τα μονοπωλιακά χαρακτηριστικά και τις ανεπάρκειες, να προωθήσει την καινοτομία, να ευνοήσει την ευρύτερη υιοθέτηση των ΑΠΕ και του φυσικού αερίου και να διασφαλίσει τη μεταφορά των οφελειών όλων αυτών των αλλαγών στους καταναλωτές.

Διαρθρωτικά Μέτρα Σχετικά με την Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Λιγνίτη

Προκειμένου να συμμορφωθούν με τις πρόσφατες αποφάσεις των ευρωπαϊκών δικαστηρίων και τις αποφάσεις της Κομισιόν C (2008) 824, C (2009) 6244 και C (2018) 2104 (που εγκρίθηκαν στις 17 Απριλίου 2018) για τον λιγνίτη, οι Αρχές συμφώνησαν να εφαρμόσουν διαρθρωτικά μέτρα που αφορούν την ικανότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη.

Τα μέτρα αυτά, που έχουν εγκριθεί από το Κυβερνητικό Συμβούλιο Οικονομικής Πολιτικής (ΚΥΣΟΙΠ), αφορούν:

(α) Τα μέτρα συνίστανται στην εκποίηση της παραγωγικής ικανότητας από λιγνίτη της ΔΕΗ σε υφιστάμενους ή νέους εναλλακτικούς προμηθευτές και άλλους επενδυτές.

(β) Η ΔΕΗ δεν έχει καμία συμμετοχή ή σύνδεσμο, συμπεριλαμβανομένης της προτιμησιακής προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, με οποιαδήποτε εκποιούμενη οντότητα. Σύμφωνα με την πρακτική της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, που περιγράφεται στην ανακοίνωση για τα διορθωτικά μέτρα, οι αγοραστές:

- Είναι ανεξάρτητοι από τη ΔΕΗ και τις θυγατρικές της επιχειρήσεις.

- Διαθέτουν τους χρηματοοικονομικούς πόρους, έχουν αποδεδειγμένη τεχνογνωσία και κίνητρο για τη διατήρηση και ανάπτυξη της αποκεντρωμένης παραγωγικής ικανότητας ως βιώσιμης και ενεργού δύναμης ανταγωνιστικής με τη ΔΕΗ και άλλους ανταγωνιστές.

- Δεν είναι πιθανό να δημιουργήσει, υπό το πρίσμα των διαθέσιμων πληροφοριών, ανησυχίες για τον ανταγωνισμό ούτε να δημιουργήσει κίνδυνο να καθυστερήσει η εφαρμογή των διαρθρωτικών μέτρων.

(γ) Η εκποίηση αντιπροσωπεύει περίπου το 40% της δυναμικότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη της ΔΕΗ, σύμφωνα με την απόφαση της Επιτροπής (C (2018) 2104), που εγκρίθηκε στις 17 Απριλίου 2018, και τον Νόμο «Διαρθρωτικά μέτρα για την πρόσβαση στον λιγνίτη και το περαιτέρω άνοιγμα της χονδρικής (ΦΕΚ Α 75/2018, Ν. 4533/2018)», που ψηφίστηκε από το Ελληνικό Κοινοβούλιο στις 25 Απριλίου 2018.

Το ακριβές ποσοστό θα καθοριστεί με τεχνικές συζητήσεις με την Επιτροπή, σύμφωνα με τις προαναφερθείσες αποφάσεις. Η εκποίηση θα έχει ισοδύναμα οικονομικά χαρακτηριστικά με τη δυναμικότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της ΔΕΗ από λιγνίτη, ιδίως όσον αφορά την αποδοτικότητα και τη διάρκεια ζωής, αντανakλώντας τη θέση σε λειτουργία και τον παροπλισμό της ικανότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη.

³⁹ Η ΠΧΦΕΛ, που νομοθετήθηκε με τον Ν. 4414/2016 και ενσωματώθηκε εν συνεχεία στον Κώδικα Συναλλαγών με Απόφαση της ΡΑΕ τον Οκτώβριο του ίδιου έτους σε συνέχεια εκτενούς δημόσιας διαβούλευσης, αντικατοπτρίζει και επιστρέφει στον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ (ΕΛΑ-ΠΕ) το όφελος της Προμήθειας από την συμμετοχή των ΑΠΕ στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ) με μηδενικές λογιστικά τιμές, απομειώνοντας έτσι οι ΑΠΕ σημαντικά και συστηματικά την Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ), δηλαδή το χονδρεμπορικό κόστος του ρεύματος που αγοράζουν οι Προμηθευτές από το pool για να τροφοδοτήσουν εν συνεχεία τους πελάτες τους στην λιανική.

(δ) Τα μέτρα θα σχεδιαστούν και θα εφαρμοστούν, σύμφωνα με τους ισχύοντες διαδικαστικούς κανόνες του διαγωνισμού.

Η απόφαση της Κομισιόν C (2018) 2104 και ο νόμος 4533/2018 επιβεβαιώνουν την εκποίηση του εργοστασίου Μελίτη 1 με καύση λιγνίτη και της άδειας για την εγκατάσταση της Μελίτης 2, των μονάδων 3 και 4 της Μεγαλόπολης και όλων των σχετικών περιουσιακών στοιχείων και πόρων, που περιγράφονται στον Πίνακα των Υποχρεώσεων ως συνεχιζόμενες δραστηριότητες, προς έναν ή περισσότερους αγοραστές, τους όρους πώλησης, τη διαδικασία εκποίησης και το χρονοδιάγραμμα που έχει εγκρίνει η Επιτροπή.

Ο θεσπισμένος από το Κοινοβούλιο Νόμος περιλαμβάνει, επίσης, ειδικούς κανόνες όσον αφορά τους υπαλλήλους των επιχειρήσεων που εκποιούνται. **Όσον αφορά τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούν λιγνίτη και δεν αποτελούν μέρος της επιχείρησης εκποίησης, η ΔΕΗ θα αποφασίσει για πιθανές επενδύσεις και να εξετάσει την επέκταση της διάρκειας ζωής τους.**

Μετά την υιοθέτηση του Ν. 4533/2018, η Ελληνική Δημοκρατία, ως προαπαιτούμενη δράση (prior action), θα εφαρμόσει πλήρως και σωστά όλα τα απαραίτητα μέτρα για την αποτελεσματική εκποίηση στον αγοραστή ή στους αγοραστές, των διαχωρισμένων δραστηριοτήτων, σύμφωνα με την Απόφαση της Κομισιόν (C (2018) 2104), συμπεριλαμβανομένης της υιοθέτησης όλων των απαραίτητων νομοθετικών, κανονιστικών και εταιρικών μέτρων ή/και ψηφισμάτων, της απόσχισης των επιχειρήσεων, καθώς και την επίσημη έναρξη διεθνούς ανοικτού διαγωνισμού από τη ΔΕΗ, που θα βασίζεται σε δίκαιη αποτίμηση και θα διασφαλίζει τα νόμιμα οικονομικά συμφέροντα της εταιρείας και των μετόχων της.

Οι Δημοπρασίες NOME και Ενδεχόμενα Πρόσθετα Διαρθρωτικά Μέτρα

Οι δημοπρασίες NOME θα συνεχιστούν με πλειστηριασμό ποσοτήτων ηλεκτρισμού, σύμφωνα με τον μηχανισμό παρακολούθησης, έτσι ώστε, σε συνδυασμό με τα διαρθρωτικά μέτρα που εγκρίθηκαν, να διασφαλίσουν τους συμφωνημένους στόχους μείωσης των μεριδίων αγοράς της ΔΕΗ στο Μνημόνιο. Προκειμένου να συνεχίσει να μειώνεται σταδιακά το μερίδιο της ΔΕΗ στη λιανική και χονδρική αγορά κάτω του 50%, με βιώσιμο και διαρκή τρόπο, προωθώντας τον ανταγωνισμό στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και απομακρύνοντας τις στρεβλώσεις, η ΡΑΕ αποφάσισε, σύμφωνα με τις διατάξεις του Σχεδίου Δράσης, που εγκρίθηκε από το ΚΥΣΟΙΠ για τα NOME:

(i) τις συνολικές εκ των προτέρων ποσότητες που θα δημοπρατηθούν για το 2018, ήτοι 19% (13% πολλαπλασιασμένες με το συνολικό όγκο ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα το 2017 συν 6% επιπλέον του

συνολικού όγκου του 2016 στο διασυνδεδεμένο σύστημα, με τις φυσικές παραδόσεις των επιπλέον ποσοτήτων να ξεκινούν τον Δεκέμβριο του έτους), εκτός εάν προσαρμόζονται αμέσως από τον μηχανισμό παρακολούθησης στους δύο πλειστηριασμούς μετά την διαπίστωση της απόκλισης,

(ii) τον αριθμό των πλειστηριασμών που θα χρειαστεί να δρομολογηθούν το 2019 και

(iii) τις ποσότητες ανά δημοπρασία.

Τον Ιούνιο του 2018, οι αρχές προέβλεψαν σε αναθεώρηση της τιμής εκκίνησης των πλειστηριασμών με βάση πρόταση της ΡΑΕ προκειμένου να ενσωματώσουν τις τιμές του CO₂, όπως αυτές ορίζονται στον Νόμο 4389/2016, όπως τροποποιήθηκε από τον Νόμο 4393/2016 και επικαιροποιημένα στοιχεία για το κόστος παραγωγής της ΔΕΗ, σύμφωνα με τη μεθοδολογία που προέκυψε από τον καθορισμό της τιμής εκκίνησης.

Μετά την πρώτη κοινή αξιολόγηση με τους Θεσμούς, λαμβάνοντας υπόψη τα διαρθρωτικά μέτρα για το λιγνίτη και το ενδεικτικό σχέδιο για την εισαγωγή του Target Model, οι αρχές θα τροποποιήσουν, ως προαπαιτούμενη δράση prior action, το σχέδιο δράσης του ΚΥΣΟΙΠ και τη νομοθεσία που σχετίζεται με τα NOME. Συγκεκριμένα:

(α) Μόλις πραγματοποιηθεί ο διεθνής διαγωνισμός και η απόσχιση των λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ, θα μειωθούν κατά 50% οι πρόσθετες ποσότητες που προβλέπονται στο μηχανισμό προσαρμογής για την αξιολόγηση των ενδιάμεσων στόχων του Ιουνίου 2018. Η ΡΑΕ θα εφαρμόσει τον τροποποιημένο μηχανισμό παρακολούθησης, έτσι ώστε οι διορθωμένες ποσότητες να κατανέμονται εξίσου στους δύο πλειστηριασμούς μετά τη διαπίστωση της απόκλισης που σημειώθηκε στο εξάμηνο.

(β) Μόλις ολοκληρωθεί η επιλογή του προτιμητέου προσφέροντα και υπογραφεί η συμφωνία μεταβίβασης μετοχών (SPA) με τον επιλεγέντα διαγωνιζόμενο σχετικά με την εκποίηση λιγνίτη, ο ανωτέρω μηχανισμός προσαρμογής παύει να ισχύει.

(γ) Μόλις γίνει το οικονομικό κλείσιμο των συμφωνιών και ο επιλεγμένος προσφέρων αναλάβει τη διαχείριση του αντίστοιχου εργοστασίου, οι συνολικές ποσότητες NOME προς πλειστηριασμό το 2019 θα είναι 13%, πολλαπλασιασμένο με τον συνολικό όγκο ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα το 2018.

(δ) Όταν οι αγορές ηλεκτρισμού λειτουργούν στο πλαίσιο του Target Model, τα χαρακτηριστικά των μελλοντικών προϊόντων τύπου NOME θα συγκλίνουν με τα χαρακτηριστικά των νέων αγορών (προθεσμιακή, προημερήσια και εξισορρόπησης).

Οι ελληνικές αρχές θα προβούν σε νέα κοινή αξιολόγηση μέχρι το Σεπτέμβριο του 2019 μαζί με τους Θεσμούς, επιπλέον της ήδη υφιστάμενης αξιολόγησης του κόστους, λαμβάνοντας μεταξύ άλλων υπόψη:

- την εισαγωγή των νέων αγορών στο πλαίσιο του Μοντέλου Στόχου, συμπεριλαμβανομένης της προθεσμιακής αγοράς,
- την ολοκλήρωση των διαθρωτικών μέτρων που σχετίζονται με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη,
- την επίδραση του μηχανισμού NOME στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας,
- την εξέλιξη των μεριδίων αγοράς λιανικής,
- την πιθανή ανάγκη για εναλλακτικά ή/και διαρθρωτικά μέτρα με γενικό στόχο τη μεγιστοποίηση του οφέλους των καταναλωτών.

Η πρώτη τέτοια κοινή αξιολόγηση εκ μέρους των ελληνικών αρχών και των Θεσμών πραγματοποιήθηκε όσον αφορά την προσαρμογή του μηχανισμού NOME λόγω των διαρθρωτικών μέτρων σχετικά με τον λιγνίτη. Για τις μελλοντικές προγραμματισμένες κοινές αξιολογήσεις, οι αρχές θα παρέχουν όλες τις σχετικές πληροφορίες για την αξιολόγηση αυτή στους Θεσμούς.

Ο ΛΑΓΗΕ παρέχει σε μηνιαία βάση πλήρεις και έγκαιρες πληροφορίες για τα αποτελέσματα των δημοπρασιών, τις υποψηφιότητες, τις παραδόσεις και τις επανεξαγωγές στη δευτερογενή αγορά, καθώς και τα μερίδια αγοράς ανά παίκτη.

Οικονομική Κατάσταση της ΔΕΗ

Η ΔΕΗ θα εφαρμόσει το σχέδιο δράσης για την αντιμετώπιση των καθυστερήσεων των πληρωμών που συμφωνήθηκε στο πλαίσιο της δεύτερης ανασκόπησης και θα υποβάλει έκθεση σχετικά με την εφαρμογή του. Συγκεκριμένα, οι αρχές (i) ως προαπαιτούμενη δράση (prior action) θα οριστικοποιήσουν τη σύμβαση προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ της Ελληνικής Δημοκρατίας και της ΔΕΗ για δημόσιους φορείς, όπως συμφωνήθηκε στην 3η αναθεώρηση και θα καθαρίσουν όλες τις καθυστερούμενες οφειλές των φορέων του δημόσιου τομέα που καλύπτονται από αυτή τη σύμβαση προμήθειας και (ii) θα λάβει όλα τα αναγκαία μέτρα για να εξασφαλίσει την ομαλή εφαρμογή του σχεδίου δράσης και να παράσχει λεπτομερή έκθεση σχετικά με την εφαρμογή του, συμπεριλαμβανομένης της έκθεσης που υπέβαλε ο συμβεβλημένος σύμβουλος, με βάση την οποία μπορούν να προσδιοριστούν περαιτέρω πιθανές προσπάθειες όσον αφορά τις καθυστερούμενες πληρωμές του ιδιωτικού τομέα. Ως προαπαιτούμενη δράση (prior action), οι αρχές θα εισαγάγουν νομοθετική τροποποίηση στο Νόμο 4067/2012 που θα διασφαλίσει ότι δεν θα προκύψει φορολογικό ζήτημα για τα έτη 2018, 2019 και 2020 από την αναθεώρηση του Κοινωνικού Οικιακού Τιμολογίου για την ηλεκτρική ενέργεια.

Το επίπεδο των ΥΚΩ θα προσαρμόζεται ανάλογα με τις ανάγκες, έτσι ώστε να μην συσσωρεύεται νέο έλλειμμα σε ετήσια βάση, λαμβανομένων υπόψη των διασυνδέσεων που τίθενται σε λειτουργία κάθε χρόνο, η οποία θα διασφαλιστεί με μηχανισμό παρακολούθησης και προσαρμογής που προβλέπει αντίστοιχες ενέργειες που λαμβάνονται μέσω παραγώγου δικαίου σε περίπτωση οποιασδήποτε υπέρβασης ή κάτω από την εκτέλεση του λογαριασμού ΥΚΩ.

Οποιαδήποτε χρηματοδότηση από τον κρατικό προϋπολογισμό θα εξαρτηθεί από τον διαθέσιμο φορολογικό χώρο για το συγκεκριμένο έτος.

Λογαριασμός ΑΠΕ

Ως προαπαιτούμενη δράση (prior action) (i) η χρέωση προμηθευτή (ΠΧΦΕΛ) θα μειωθεί κατά το προβλεπόμενο ετήσιο πλεόνασμα του λογαριασμού των ΑΠΕ για το 2018 (Βήμα 1 - τροπολογία που εγκρίθηκε στις 25 Απριλίου 2018 από το Κοινοβούλιο, άρθρο 143 του Ν. 4001/2011, Άρθρο 12 του ΦΕΚ Α 75/2018), (ii) το ΠΧΦΕΛ θα μειωθεί περαιτέρω και θα ισούται: (α) μέχρι την 1η Ιανουαρίου 2019, κατά 50% της συνολικής επιβάρυνσης, (β) περαιτέρω μειωμένη έως την 1η Ιανουαρίου 2020, 30% του συνολικού τέλους και (γ) θα καταργηθεί πλήρως μέχρι τα τέλη του 2020, (iii) τα δικαιώματα αδειών εκπομπών CO₂ (τρέχουσα ροή εσόδων του λογαριασμού ΑΠΕ) θα καθοριστούν τουλάχιστον στο 65% για το 2019 και το 2020, (iv) κάθε πλεόνασμα του λογαριασμού ΑΠΕ, πέραν του προβλεπόμενου αποθέματος, μέχρις ότου καταργηθεί πλήρως, θα χρησιμοποιείται για τη μείωση του ΠΧΦΕΛ, (v) δέσμευση διατήρησης αποθέματος ασφαλείας ύψους €70 εκατ., (vi) εάν προκύψει έλλειμμα του λογαριασμού ΑΠΕ θα πρέπει να αυξηθούν αναλόγως και άλλες ροές εσόδων, συμπεριλαμβανομένου του ΕΤΜΕΑΡ.

Επιπλέον, οι αρχές δεσμεύονται να διατηρήσουν το λογαριασμό ΑΠΕ σε ισορροπία, για παράδειγμα με τη δέσμευση να κοινοποιήσουν στην Κομισιόν και να εισαγάγουν ένα νέο σύστημα εσόδων από τα ΑΠΕ, που θα τεθεί σε λειτουργία το 2021, και θα συμμορφώνεται πλήρως με τις κατευθυντήριες γραμμές για την ενέργεια και το περιβάλλον. Το μεταρρυθμισμένο καθεστώς και τυχόν πρόσθετα έσοδα, που θα εφαρμοστούν από τον Ιανουάριο του 2021, θα πρέπει να εξασφαλίζουν ότι ο λογαριασμός ΑΠΕ θα παραμείνει ισορροπημένος και βιώσιμος όσον αφορά τη μελλοντική πορεία.

Capacity Mechanism

Οι αρχές θα κοινοποιήσουν, ως προαπαιτούμενη δράση (prior action), έναν νέο μηχανισμό ευελιξίας, ο οποίος θα αντικαταστήσει τον προσωρινό μηχανισμό, ο οποίος έληξε τον Απρίλιο του 2017, σύμφωνα με τις κατευθυντήριες γραμμές ενεργειακών και περιβαλλοντικών ενισχύσεων. Συγκεκριμένα, ο μηχανισμός ευελιξίας πρέπει να βασίζεται σε μια διεξοδική αξιολόγηση της επάρκειας, που περιλαμβάνει ένα πρότυπο

αξιοπιστίας, και θα πρέπει να βασίζεται σε μια διαδικασία ανταγωνιστικής κατανομής. Για να επιτευχθεί αυτό, οι αρχές θα εφαρμόσουν, επίσης, τις δεσμεύσεις που συμφωνήθηκαν με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή στο πλαίσιο της απόφασης έγκρισης σχετικά με το προσωρινό μηχανισμό ευελιξίας (επανεξέταση του ανώτατου ορίου για τις τιμές των δευτερευόντων αποθεμάτων, πραγματική διαθεσιμότητα υδροηλεκτρικής ενέργειας, μέθοδοι για το τριτογενές απόθεμα βάσει της αγοράς).

Στη συνέχεια, οι αρχές θα κοινοποιήσουν με βάση μια διεξοδική αξιολόγηση της επάρκειας που θα περιλαμβάνει ένα πρότυπο αξιοπιστίας και θα εφαρμόσουν έναν μόνιμο μηχανισμό ισχύος, σύμφωνα με τις κατευθυντήριες γραμμές για την ενέργεια και το περιβάλλον, συμπεριλαμβανομένης μιας διαδικασίας κατανομής ανταγωνιστικών ανοιγμάτων και ανοικτών σε όλους τους δυνητικούς φορείς παροχής ισχύος.

Οδικός Χάρτης της Αγοράς Φυσικού Αερίου

Οι αρχές θα συμφωνήσουν, ως προαπαιτούμενη δράση (prior action), με τους Θεσμούς σχετικά με τη συνολική εταιρική αναδιάρθρωση και τη διάρθρωση των προσφορών για τη ΔΕΠΑ, αναλαμβάνοντας την επιτυχή ολοκλήρωση των συναλλαγών για τις ΕΠΑ και κατά τρόπο που θα εξαλείψει οιαδήποτε οριζόντια ή κάθετη σύγκρουση συμφερόντων για την οικονομική οντότητα πώλησης και, εάν/όπου κρίνεται σκόπιμο, να προτείνει ειδικά και αποτελεσματικά μέτρα περιορισμού.

Η συμφωνία, που έχει επιτευχθεί όσον αφορά τη συνολική δομή της προσφοράς της ΔΕΠΑ, θα πρέπει να είναι σύμφωνη με τις συμφωνηθείσες δεσμεύσεις ιδιωτικοποίησης των ΕΛΠΕ.

Πρόγραμμα Δημοπρασιών Φυσικού Αερίου

Οι τριμηνιαίες δημοπρασίες στο πλαίσιο του αναθεωρημένου προγράμματος, όπως εγκρίθηκε με απόφαση της Επιτροπής Ανταγωνισμού, θα πραγματοποιηθούν σύμφωνα με το χρονοδιάγραμμα. Η ποσότητα που θα δημοπρατηθεί για το 2018 θα ανέλθει στο 17% της ετήσιας προμήθειας φυσικού αερίου της ΔΕΠΑ στους πελάτες. Η Επιτροπή Ανταγωνισμού και η ΡΑΕ θα παράσχουν στα θεσμικά όργανα, μετά από κάθε δημοπρασία, έκθεση σχετικά με τα αποτελέσματά τους.

Υποστήριξη ΑΠΕ

Τον Απρίλιο του 2018, οι αρχές εξέδωσαν τις δύο υπουργικές αποφάσεις για τη θέσπιση ενός νέου πλαισίου για την υποστήριξη των ΑΠΕ.

Μοντέλο Στόχος (Target Model)

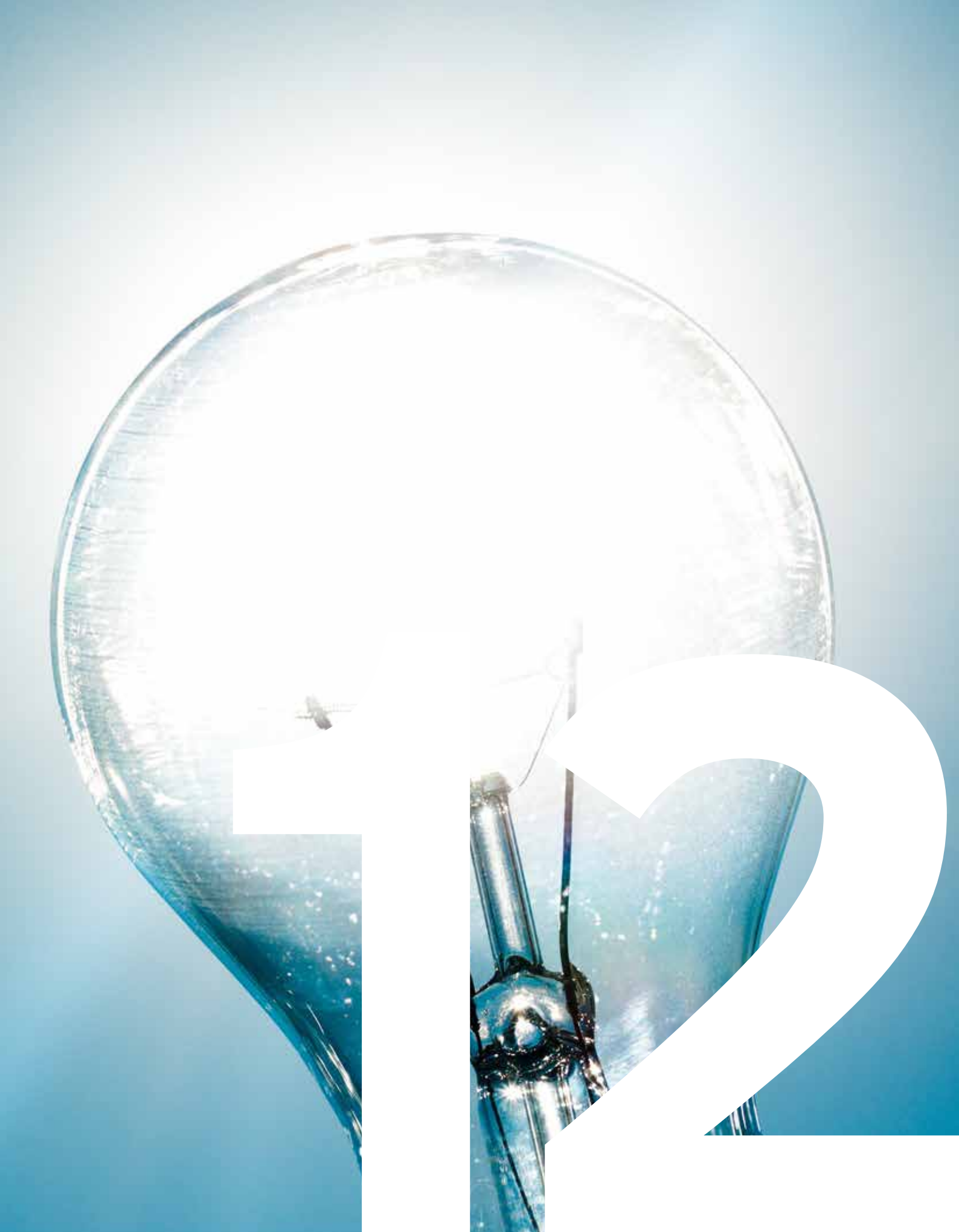
Μετά την έναρξη ισχύος του Κανονισμού 2015/1222 της ΕΕ για τη θέσπιση κατευθυντήριας γραμμής σχετικά με την κατανομή δυναμικότητας και τη διαχείριση συμφόρησης (CACM) και τον κανονισμό 2017/2195 της ΕΕ για τη θέσπιση κατευθυντήριων γραμμών για την εξισορρόπηση της ηλεκτρικής ενέργειας, η Ελλάδα πρέπει να λάβει τα απαραίτητα

μέτρα για την ένταξη της σύζευξης της αγοράς στα σύνορά της και για τη δημιουργία της αγοράς εξισορρόπησης.

Ο ΛΑΓΗΕ και η Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας ως διάδοχός της, ενεργώντας ως διορισμένος διαχειριστής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με την CACM και με τις εθνικές νομοθεσίες/αποφάσεις που θεσπίστηκαν το 2016, πρέπει να διαθέτει όλους τους απαιτούμενους κώδικες και τα τεχνικά μέσα, ώστε να συμμορφωθούν με τις υποχρεώσεις της CACM ή να διορίσουν άλλο τρίτο μέρος για την εκτέλεση αυτών των καθηκόντων. Οι αντίστοιχοι κώδικες πρέπει να εκπονηθούν από τον ΛΑΓΗΕ και να εγκριθούν από τη ΡΑΕ. Ο ΑΔΜΗΕ θα ενεργήσει ως φορέας εκμετάλλευσης της αγοράς εξισορρόπησης με βάση τον κώδικα εξισορρόπησης που θα εκπονήσει ο ΑΔΜΗΕ και θα εγκριθεί από τη ΡΑΕ.

Οι αρχές θα ξεκινήσουν το μοντέλο στόχο, συμπεριλαμβανομένων των αγορών ενδοημερήσιας, προημερήσιας και προθεσμιακής, έως τον Απρίλιο του 2019. Για την υλοποίηση του στόχου αυτού, οι αρχές, ως προαπαιτούμενη δράση, (i) θα δημιουργήσουν την οντότητα που θα δημιουργηθεί ως διάδοχος του ΛΑΓΗΕ, (ii) θα εξασφαλίσουν ότι η Ελληνικά Χρηματιστήρια Ενέργειας θα υποβάλει στον ρυθμιστή όλες τις προδιαγραφές της αγοράς, καταργώντας τυχόν περιορισμούς προσφορών, όπως μέγιστες και ελάχιστες τιμές προσφοράς και εκκαθάρισης, με την επιφύλαξη των μέγιστων και ελάχιστων τεχνικών ορίων, σύμφωνα με το άρθρο 41 παράγραφος 1 και το άρθρο 54 παράγραφος 1 του κανονισμού 2015/1222, προκειμένου να συμμορφωθεί πλήρως με τη νομοθεσία της ΕΕ κατά τον χρόνο έναρξης του μοντέλου στόχου τον Απρίλιο του 2019, (iii) εξασφαλίζει ότι η Ελληνικά Χρηματιστήρια θα ολοκληρώσει τις λειτουργικές προδιαγραφές σχεδιασμού για τα συστήματα πληροφορικής.

Ανάγκη για μία Εθνική Ενεργειακή Στρατηγική



12. Ανάγκη για μία Εθνική Ενεργειακή Πολιτική

Παρά το γεγονός ότι οι περισσότερες επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα (και όχι μόνο) γίνονται από επενδυτικούς φορείς με γνώμονα το επιχειρηματικό όφελος, στο πλαίσιο της ελεύθερης οικονομίας και λειτουργίας των αγορών, η ύπαρξη μίας εθνικής ενεργειακής στρατηγικής αποτελεί αναγκαιότητα τόσο σε επίπεδο ενεργειακής ασφάλειας όσο και οικονομικής πολιτικής.

Υπό αυτήν την έννοια, μία εθνική ενεργειακή στρατηγική αποτελεί έναν οδικό χάρτη για την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας, καθώς οι αποφάσεις είναι καθοριστικές για τις επόμενες δεκαετίες, τόσο για την οικονομία, όσο και για τον καταναλωτή. Ο τομέας της ενέργειας είναι ίσως ο περισσότερο «παγκοσμιοποιημένος» τομέας των οικονομιών, με άμεσες ή έμμεσες επιπτώσεις σε όλους τους τομείς και καθοριστικός παράγοντας για τη χάραξη πολιτικής για ενεργοβόρους τομείς, όπως οι μεταφορές και η βιομηχανία, για την επίτευξη συγκεκριμένων ρυθμών ανάπτυξης, για την έρευνα και την τεχνολογία, αλλά και για την οικονομία.

Τα θέματα που συνδέονται με την ασφάλεια και τη διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού έχουν πάρει τα τελευταία χρόνια αυξανόμενη σημασία σε παγκόσμιο επίπεδο, ενώ είναι σαφές ότι οι όποιες αποφάσεις σε πολιτικό επίπεδο σε θέματα αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής επηρεάζουν κυρίως μακροπρόθεσμα αλλά ακόμη και μεσοπρόθεσμα την παγκόσμια ενεργειακή αγορά. Η τεχνολογική διάσταση των ενεργειακών επιλογών, μαζί με την χρηματοδοτική επάρκεια και τελευταία την ανάσχεση των συνεπειών της κλιματικής αλλαγής, είναι τεράστιας σημασίας για τον έλεγχο του τομέα και αποτελούν ίσως τα αποτελεσματικότερα εργαλεία ελέγχου των ενεργειακών εξελίξεων σε παγκόσμια κλίμακα. Ο ρόλος μεγάλων διεθνών οργανισμών του τομέα της ενέργειας, όπως του IEA και του OPEC, είναι επίσης ουσιαστικός για τις ενεργειακές εξελίξεις. Προφανώς, μέσω και αυτών των οργανισμών αναπτύσσονται οι πολιτικές της παγκοσμιοποίησης, των επιρροών και των ελέγχων των εξελίξεων στην ενεργειακή αγορά.

Από τα παραπάνω, γίνεται σαφές ότι η εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος είναι υψίστης σημασίας και σε εθνικό επίπεδο. Οι παράγοντες που πρόκειται να επηρεάσουν τη διαμόρφωση του ενεργειακού μείγματος σε μακροχρόνια βάση, τόσο εξωγενείς όσο και σε σχέση με τις διαμορφούμενες πολιτικές και οικονομικές εξελίξεις στο εσωτερικό της χώρας, οφείλουν να ληφθούν υπόψη και να εξεταστούν λεπτομερώς. Αυτό μπορεί να γίνει μέσω μιας συστηματικής και μεθοδολογικής μελέτης, η οποία λαμβάνοντας υπόψη διεθνείς τάσεις, υποχρεώσεις, προκλήσεις αλλά και τις τρέχουσες

υποθέσεις για την εξέλιξη των άμεσα σχετιζόμενων τομέων (μακροοικονομία, τεχνολογική πρόοδος, κλπ.) καταλήγει στη βέλτιστη σχέση ενεργειακών προϊόντων, τεχνολογιών και περιβαλλοντικών αγαθών με το ελάχιστο δυνατό κόστος για το σύνολο του ενεργειακού συστήματος.

Ο ενεργειακός σχεδιασμός αποσκοπεί σε αυτήν ακριβώς τη διερεύνηση του βέλτιστου ενεργειακού μείγματος σε μακροχρόνια βάση σε εθνικό επίπεδο, ενώ αποτελεί σημαντικό εργαλείο στην πορεία υλοποίησης της αναπτυξιακής πολιτικής της χώρας, καθώς η δρομολόγηση και επιτυχής υλοποίησή του θα επηρεάσει το σύνολο της οικονομικής δραστηριότητας, αλλά και το πλαίσιο διαμόρφωσης τόσο γεωπολιτικών συνεργασιών, όσο και επενδυτικών δραστηριοτήτων.

Στόχος του νέου ενεργειακού σχεδιασμού είναι να εστιάσει στην παρουσίαση των απαιτήσεων της εθνικής ενεργειακής στρατηγικής και όχι στην υιοθέτηση ενός αυστηρά καθορισμένου σεναρίου για την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος. Πρέπει να εξετάζει τον τρόπο και τον βαθμό στον οποίο συγκεκριμένες κατευθύνσεις (μέτρα, πολιτικές, δεσμεύσεις, διεθνείς τάσεις) μπορούν να επηρεάσουν την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος, με γνώμονα την προστασία των καταναλωτών μέσα από την προώθηση των πλέον αποδοτικών ενεργειακών επιλογών. Μάλιστα, η κατάρτιση του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού πρόκειται για μνημονιακή υποχρέωση της χώρας που διαρκώς (έως τώρα) ετεροχρονίζεται.

Οι διεθνείς τάσεις και το διαμορφούμενο ευρωπαϊκό πλαίσιο για την αγορά ενέργειας επηρεάζονται από πληθώρα παραγόντων, άμεσα και έμμεσα σχετιζόμενων με τον ενεργειακό τομέα. Οι αυξομειώσεις των τιμών πετρελαίου, οι εκάστοτε γεωπολιτικές συνθήκες, η τεχνολογική πρόοδος, η εξέλιξη του κόστους κατασκευής εγκαταστάσεων ηλεκτροπαραγωγής, αλλά και κοινωνικοοικονομικοί παράγοντες, ενδέχεται να μεταστρέψουν σημαντικά τις αρχικές εκτιμήσεις για διάφορες παραμέτρους που επηρεάζουν το εθνικό σύστημα ενέργειας. Πρόσφατη άλλωστε είναι η επίδραση της οικονομικής κρίσης στο ρυθμό ανάπτυξης, καθώς και στο επίπεδο της κατανάλωσης ενέργειας. Ταυτόχρονα, δεδομένου ότι ο ενεργειακός σχεδιασμός βασίζεται κυρίως στην υιοθέτηση μέτρων πολιτικής, είναι σημαντικό να παρακολουθείται η πορεία καθώς και τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την εφαρμογή τους, ώστε να εντοπίζονται πιθανές αποκλίσεις ή εμπόδια στην επίτευξη των εκάστοτε απαιτήσεων για το ενεργειακό σύστημα. Συνεπώς, είναι απαραίτητη η συνεχής ενημέρωση και ενδεχομένως τροποποίηση και εφαρμογή νέων μέτρων και κατευθύνσεων ενεργειακής πολιτικής.

Υπό το φως των ανωτέρω και αφού τεθούν συγκεκριμένοι στόχοι και ληφθούν υπόψη οι μορφολογικές και γεωπολιτικές ιδιαιτερότητες της Ελλάδας, καθίσταται σαφές ότι ο ενεργειακός σχεδιασμός μπορεί να αποτελέσει τη «Στρατηγική Agenda», η οποία πρέπει να ακολουθηθεί από ένα Σχέδιο Εφαρμογής (Implementation Plan), που θα περιλαμβάνει τις αναγκαίες πολιτικές και τα υποστηρικτικά μέτρα για την επίτευξη των στόχων και θα επικαιροποιείται και θα προσαρμόζεται στις εκάστοτε εξελίξεις.

Με την ολοκλήρωση και κατάθεση από το ΥΠΕΝ του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή στα τέλη Ιανουαρίου 2019, η Ελλάδα απέκτησε μεν ένα είδος μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού, πλην όμως αυτός δεν ανταποκρίνεται πλήρως στις απαιτήσεις μιας συνολικής εθνικής ενεργειακής πολιτικής. Ο λόγος δεν είναι άλλος από το γεγονός ότι η σχεδίαση και συγγραφή του ΕΣΕΚ στηρίχθηκε απόλυτα σε προδιαγραφές οι οποίες αποφασίστηκαν και προετοιμάστηκαν στις Βρυξέλλες και ισχύουν για όλες τις χώρες ανεξαρτήτως (δίδοντας μια υπέρμετρη έμφαση στη μείωση των εκπομπών ρύπων και στην προώθηση των ΑΠΕ) και αγνοώντας τις ιδιαιτερότητες κάθε χώρας.

Στην περίπτωση της Ελλάδας και ενώ είναι αναμφισβήτητο γεγονός ότι οι υδρογονάνθρακες (πετρέλαιο και φυσικό αέριο), οι οποίοι εισάγονται κατά 99%, καλύπτουν σήμερα το 67% της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης, δε λαμβάνονται σχεδόν καθόλου υπόψη στο ΕΣΕΚ, από την άποψη της διαχείρισής τους κατά τα επόμενα χρόνια, καθώς θα επιχειρείται η μείωση του μεριδίου τους (κυρίως του πετρελαίου) στο ενεργειακό ισοζύγιο. Και αυτό γιατί το ΕΣΕΚ ασχολείται σχεδόν αποκλειστικά με τη μείωση των εκπομπών του θερμοκηπίου (στόχος για μείωση 37% μέχρι το 2030), την αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο σε 32% από το σημερινό 16%, την εξοικονόμηση της συνολικής ενεργειακής κατανάλωσης κατά 33% και παράλληλα την αντιμετώπιση της ενεργειακής φτώχειας.

Όμως, στα σενάρια για μελλοντική ενεργειακή ζήτηση και προσφορά που αναφέρονται στο ΕΣΕΚ και έχει επεξεργασθεί το ΚΑΠΕ για λογαριασμό του, το 2030 η συμμετοχή των υδρογονανθράκων στην τελική κατανάλωση μειώνεται οριακά στο 63,15% και στο 60,8% το 2040. Άρα, παρά τη σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο και την βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, η ενεργειακή οικονομία της χώρας θα εξακολουθήσει να κυριαρχείται από υδρογονάνθρακες. Και αυτό γιατί θα έχει αυξηθεί το μερίδιο του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή και στην οικιακή - εμπορική κατανάλωση, ενώ ο μεγάλος όγκος των αυτοκινήτων θα εξακολουθεί να βασίζεται σε μηχανές εσωτερικής καύσεως, αφού η διείσδυση της ηλεκτροκίνησης θα κινείται σε πολύ χαμηλά επίπεδα, όπως προβλέπεται από το ίδιο το ΕΣΕΚ.

Θα πρέπει, επίσης, να σημειωθεί ότι το ΕΣΕΚ δεν προβλέπει, ούτε καν θέτει στόχους, για το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο που μπορεί να παράγει η Ελλάδα κατά τα επόμενα 20 με 30 χρόνια και τη σημασία που έχει αυτό στη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας, παρά το γεγονός ότι επιδιώκεται η αύξηση του μεριδίου του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μίγμα, και άρα ένας στόχος για παραγωγή συγκεκριμένων ποσοτήτων φυσικού αερίου θα ήταν απόλυτα συμβατός με την στρατηγική στόχευση του ΕΣΕΚ. Ούτε υπάρχει αναφορά στο διυλιστικό πλεονέκτημα που διαθέτει σήμερα η Ελλάδα χάρις στις τεράστιες προσπάθειες, καινοτομίες και επενδύσεις που έχουν πραγματοποιήσει οι δύο διυλιστικοί όμιλοι της χώρας, που σήμερα εξαγουν το 60% της παραγωγής τους. Το ΕΣΕΚ ακολούθησε κατά γράμμα τις προδιαγραφές της Κομισιόν και ως εκ τούτου αποφεύγει να αναφερθεί στον «ελέφαντα στο δωμάτιο», που είναι οι υδρογονάνθρακες, και την προτεινόμενη διαχείρισή τους κατά τα επόμενα 20 κρίσιμα χρόνια της ενεργειακής μετάβασης, προς όφελος της οικονομίας και των καταναλωτών.

Βέβαια και παρά το γεγονός ότι το ΕΣΕΚ έχει συνταχθεί με επιστημονική επάρκεια και υψηλό επαγγελματισμό, δυστυχώς αγνοεί το 67% της ενεργειακής οικονομίας της χώρας και επομένως δεν συνιστά καθαυτό εθνική ενεργειακή πολιτική. Ωστόσο, το ΕΣΕΚ αποτελεί ένα πολύ χρήσιμο εργαλείο για την προώθηση των ΑΠΕ και της ενεργειακής αποδοτικότητας, που αναμένεται να συμβάλλει ουσιαστικά στην προσπάθεια για απανθρακοποίηση και διαφοροποίηση του ενεργειακού μίγματος της χώρας κατά τα επόμενα χρόνια. Όμως, παραμένει η ανάγκη για την επεξεργασία μιας συνεκτικής ενεργειακής πολιτικής, η οποία θα καλύπτει όλες ανεξαιρέτως τις μορφές ενέργειας και θα μπορεί να αξιολογήσει σωστά και να αξιοποιήσει αποτελεσματικά τα συγκριτικά πλεονεκτήματα της Ελλάδας, συμπεριλαμβανομένων και των προτερημάτων του εγχώριου ενεργειακού πλούτου. Ταυτόχρονα, μία ολοκληρωμένη ενεργειακή πολιτική θα πρέπει να αντιλαμβάνεται πως η αξιοποίηση του εγχώριου ενεργειακού δυναμικού θα μπορέσει αφενός μεν να αναβαθμίσει τη γεωπολιτική θέση της χώρας και αφετέρου να μειώσει την υπέρμετρη ενεργειακή της εξάρτηση (σήμερα στο 74,0% όταν ο μέσος όρος της ΕΕ είναι 54,0%), αυξάνοντας παράλληλα την εγχώρια ενεργειακή παραγωγική βάση.

Γενικά Συμπεράσματα





13. Γενικά Συμπεράσματα

Ο ενεργειακός τομέας της Ελλάδας τα τελευταία χρόνια έχει εισέλθει σε μία μεταβατική φάση, οδεύοντας προς ένα διαφορετικό μοντέλο παραγωγής και κατανάλωσης. Μοντέλο που έχει επηρεαστεί από την ανάγκη αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής και τις αρχές της βιώσιμης ανάπτυξης, που περιλαμβάνει πλέον στοιχεία για μία σταδιακή απανθρακοποίηση του συστήματος παραγωγής-κατανάλωσης ενέργειας. Αν και η έννοια της βιώσιμης ανάπτυξης δεν έχει αποκτήσει μέχρι και σήμερα μια συνεκτική μορφή και μια καθαρή στόχευση για το σύνολο της οικονομίας, έχει, όμως, επηρεάσει σημαντικά τις εξελίξεις στον ενεργειακό τομέα. Ανεξάρτητα από καθυστερήσεις και υπαναχωρήσεις, βασικά στοιχεία που σηματοδότησαν τα προηγούμενα χρόνια είναι αναμφισβήτητα η διεθνής προσπάθεια για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και, σε άμεση συσχέτιση με αυτή την προσπάθεια, η μεταβολή του μείγματος ενεργειακών πηγών και προηγμένων τεχνολογιών.

Παράλληλα με την απαίτηση της αειφορίας, οι ενεργειακές πολιτικές, ιδιαίτερα των ανεπτυγμένων και στην πλειοψηφία τους ενεργειακά εξαρτημένων χωρών, εμπεριέχουν κατά κανόνα τρεις ακόμη στόχους: (α) την απελευθέρωση των αγορών, (β) την ενοποίηση των αγορών και (γ) την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού. Οι τέσσερις αυτοί στόχοι είναι αλληλένδετοι, καθώς εμφανίζουν σημαντικές θετικές συνέργειες, χωρίς, όμως, να αποφεύγονται οι αρνητικές, ιδιαίτερα σε αγορές που χαρακτηρίζονται από ισχυρές στρεβλώσεις, όπως είναι της Ελλάδας.

Όσον αφορά την ενοποίηση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας (Target Model), η συγκεκριμένη πολιτική σε μια οικονομία καθαρής ενέργειας μπορεί να επιτευχθεί μέσω ενίσχυσης των διεθνών διασυνδέσεων και της συμμετοχής της ζήτησης σαν κυρίαρχη πολιτική.

Οι ευκαιρίες υπάρχουν και είναι αρχικά συνυφασμένες με τη γεωγραφική θέση και τον φυσικό πλούτο της χώρας, που αποτελούν σημαντικά συγκριτικά πλεονεκτήματα, τα οποία δυνάμει της επιτρέπουν να ανταποκριθεί με επιτυχία στην πρόκληση για αειφορία. Το πλούσιο δυναμικό της Ελλάδας σε ΑΠΕ, ιδιαίτερα ηλιακής και αιολικής, την καθιστούν προνομιακό τόπο για τη συστηματική τους αξιοποίηση και πόλο έλξης για εγχώρια και διεθνή επιχειρηματικά κεφάλαια που κινητοποιούνται στον τομέα.

Ένας άλλος σημαντικός τομέας προς αξιοποίηση είναι το τεράστιο δυναμικό εξοικονόμησης ενέργειας στη χώρα. Παρά το γεγονός ότι η ενεργειακή ένταση της Ελλάδας, δηλαδή οι ενεργειακές απαιτήσεις ανά μονάδα ΑΕΠ έχουν συγκλίνει ήδη πριν από την οικονομική κρίση με τον ευρωπαϊκό μέσο

όρο, υπάρχουν ακόμη σημαντικά περιθώρια για εξοικονόμηση και ορθολογική χρήση της ενέργειας, ιδιαίτερα αν ληφθούν υπόψη οι ευνοϊκές σε σύγκριση με άλλες ευρωπαϊκές χώρες κλιματολογικές συνθήκες, καθώς και η σύνθεση του παραγωγικού της τομέα.

Χάρη στην επανεκκίνηση του ενδιαφέροντος για τον τομέα του upstream και την επανέναρξη των ερευνών το 2011, σήμερα χαρακτηρίζονται ως σημαντικές οι προοπτικές για την έρευνα και εκμετάλλευση υδρογονανθράκων στην χώρα. Είναι προφανές ότι τέτοιες προοπτικές θα μεταβάλλουν δραστικά, ανάλογα και με τα ποσοτικά και ποιοτικά χαρακτηριστικά των κοιτασμάτων, το ενεργειακό τοπίο της Ελλάδας και θα βοηθήσουν στην επίτευξη των αναπτυξιακών της στόχων. Αλλά ακόμα και στην περίπτωση μιας μικρής παραγωγής τόσο σε πετρέλαιο όσο και σε φυσικό αέριο, με στόχο την κάλυψη τμήματος των εγχώριων ενεργειακών αναγκών, η προσπάθεια αυτή οφείλει να στηριχθεί από όλες τις κυβερνήσεις, ανεξαρτήτως πολιτικών κομμάτων, καθώς έχει άμεσο αντίκτυπο στην δημιουργία εγχώριας τεχνογνωσίας και θέσεων εργασίας, με απόλυτα θετική συμβολή στην οικονομική ανάπτυξη. Θα πρέπει, επίσης, να αναφερθεί ο κομβικός ρόλος μιας αυξημένης εγχώριας παραγωγής υδρογονανθράκων για την μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας.

Οι ενεργειακές κοινότητες, το Χρηματιστήριο Ενέργειας, η απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας και τα νέα έργα ενεργειακών υποδομών, μεταξύ άλλων που αναλύονται διεξοδικά στην παρούσα Έκθεση, αποδεικνύουν ότι η ενέργεια παίζει σημαντικό ρόλο και σε εθνικό επίπεδο.

Βέβαια, θα πρέπει να ληφθούν υπόψη και οι χρόνιες παθολογίες που αντιμετωπίζει ο ενεργειακός τομέας της Ελλάδας, οι οποίες παρεμποδίζουν την περαιτέρω ανάπτυξή του. Ο δραστηριός περιορισμός της τραπεζικής χρηματοδότησης, η μείωση διαθέσιμων εγχώριων ιδιωτικών κεφαλαίων και οι αναστολές των ξένων επενδυτών λόγω του υψηλού ρίσκου της χώρας συνιστούν την πιο άμεση τροχοπέδη για την υλοποίηση των αναγκαίων ενεργειακών επενδύσεων. Όμως, οι αιτίες για τις μεγάλες καθυστερήσεις στην αξιοποίηση του φυσικού πλούτου της χώρας, θα πρέπει κατά κύριο λόγο να αναζητηθούν στα χρόνια προβλήματα που εμφανίζει η ενεργειακή αγορά και η δημόσια διοίκηση, αλλά και σε στοιχεία που χαρακτηρίζουν την επιχειρηματική κουλτούρα και τις κοινωνικές συμπεριφορές.

Ένας βασικός διαχρονικός ανασταλτικός παράγοντας είναι η έλλειψη ενός ολοκληρωμένου ενεργειακού σχεδιασμού με μακροπρόθεσμη προοπτική, σαφή στόχευση και χάραξη οδικού

χάρτη προς την επίτευξη των στόχων. Τα σενάρια και σχέδια δράσης που κατά καιρούς δημοσιοποιούνται, αποτελούν απλώς μία αποσπασματική αποτύπωση υποχρεώσεων και προσδοκιών, χωρίς μελέτη των αντικειμενικών περιορισμών και προϋποθέσεων. Αντίθετα, θα έπρεπε να απορρέουν από μία συστηματική και σφαιρική ανάλυση, να εντάσσονται σε μία μακροπρόθεσμη προοπτική, να παρακολουθείται η εφαρμογή τους και να λαμβάνονται έγκαιρα οι απαραίτητες διορθωτικές δράσεις. Απαραίτητο στοιχείο ενός αξιόπιστου ενεργειακού σχεδιασμού είναι ο κατάλληλος χρονισμός των αναγκών δράσεων.

Η γραφειοκρατία και οι αγκυλώσεις της δημόσιας διοίκησης αποτελούν έναν ακόμη σοβαρό ανασταλτικό παράγοντα για την ανάπτυξη του ενεργειακού κλάδου της χώρας μας. Παρά τις συνεχείς νομοθετικές παρεμβάσεις με στόχο την απλοποίηση της αδειοδοτικής διαδικασίας, κυρίως σε έργα ΑΠΕ, τα γραφειοκρατικά εμπόδια είναι ακόμη πολλά. Σε συνδυασμό με την έλλειψη συντονισμού των εμπλεκόμενων υπηρεσιών, δημιουργούν ένα εχθρικό περιβάλλον που γίνεται αποτρεπτικό για την προσέλκυση νέων επενδύσεων. Παράλληλα, η έλλειψη χωροταξικού πλαισίου για την ανάπτυξη των ΑΠΕ, το οποίο θα προστατεύει τον χαρακτήρα της ελληνικής υπαίθρου και των νησιών και θα απελευθερώνει τις περιοχές για τις εφαρμογές, ταλαιπώρησε για πολλά χρόνια επενδυτές και τοπικές αρχές κατά τη διαδικασία περιβαλλοντικής αδειοδότησης, ιδιαίτερα των αιολικών έργων.

Παρ' όλα αυτά, με την πρόσφατη σύσταση και συγκρότηση της Εθνικής Επιτροπής για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), ξεκίνησε η διαδικασία για την εκπόνηση του εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού της χώρας μας σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα, έχοντας ως κεντρικό στόχο την υιοθέτηση ενός βιώσιμου εθνικού μοντέλου ενεργειακής ανάπτυξης. Ειδικότερα, σκοπός του ενεργειακού σχεδιασμού είναι ο προγραμματισμός, η ανάπτυξη και η εφαρμογή μέτρων και πολιτικών, ικανών να συντελέσουν στην επίτευξη τόσο ποσοτικών όσο και ποιοτικών ενεργειακών, περιβαλλοντικών και κοινωνικά συσχετιζόμενων στόχων, που θα συνεισφέρουν παράλληλα στην οικονομική ανάπτυξη της χώρας, ενώ ταυτόχρονα θα ανταποκριθούν στην πρόκληση της μείωσης του κόστους ενέργειας προς τους καταναλωτές.

Επομένως, κύριος στόχος της ελληνικής Πολιτείας πρέπει να είναι ένας μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός που να εξαλείφει τις περισσότερες, αν όχι όλες, υπάρχουσες στρεβλώσεις και να προτείνει λύσεις για τα προβλήματα και τις προκλήσεις που αντιμετωπίζουν σήμερα όλοι οι ενεργειακοί τομείς της χώρας μας, σε συμμόρφωση με τις επιταγές της Ενεργειακής Ένωσης και της Συμφωνίας των Παρισίων.

Τέλος, η μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της Ελλάδας, ώστε να πλησιάσει τον ευρωπαϊκό μέσο όρο (δηλ. το 54%), πρέπει να αποτελέσει έναν σταθερό και αδιαπραγμάτευτο στόχο, ο οποίος μπορεί να επιτευχθεί, με οικονομικά οφέλη για την Ελλάδα, μέσω της μείωσης του όγκου των εισαγόμενων καυσίμων με παράλληλη αύξηση της παραγωγής των εγχώριων υδρογονανθράκων (πετρέλαιο και φυσικό αέριο) και ασφαλώς με την περαιτέρω αύξηση της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ και τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Προκειμένου να έχουμε μια πιο πλήρη εικόνα της παρούσας κατάστασης του ενεργειακού τομέα της Ελλάδας, κρίνεται απαραίτητη η απαρίθμηση βασικών ενεργειακών μεγεθών. **Συνοπτικά,**

Για τον ηλεκτρισμό:

- Το 2017, η συνολική καθαρή εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας ήταν 17,2 GW, ενώ η αντίστοιχη στα ΜΔΝ ανήλθε σε 2,3 GW. Το γενικό σύνολο έφτασε τα 19,5 GW, με την κατανομή αυτού να αναλύεται στο Πίνακα 20.
- Το 2017, η συνολική καθαρή ηλεκτροπαραγωγή στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας ανήλθε σε 52,1 TWh, ενώ η αντίστοιχη στα ΜΔΝ ανήλθε σε 4,9 TWh. Το γενικό σύνολο έφτασε τις 57,0 TWh, με την κατανομή αυτού να αναλύεται στο Πίνακα 21.
- Η ΔΕΗ παραμένει η μεγαλύτερη εταιρεία παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Με εγκατεστημένη ισχύ 12,1 GW το 2017 κατέχει περίπου το 60,6% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, συμπεριλαμβάνοντας στο ενεργειακό της μείγμα λιγνιτικούς, υδροηλεκτρικούς και πετρελαϊκούς σταθμούς, καθώς και σταθμούς φυσικού αερίου, αλλά και εγκαταστάσεις ΑΠΕ. Το 2017, η ΔΕΗ παρήγαγε 32,6 TWh, οι οποίες σε συνδυασμό με τις 1,9 TWh που εισήγαγε, κάλυψαν το 56,7% της συνολικής ζήτησης. Η παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια προήλθε από λιγνίτη (50,3%), πετρέλαιο (14,8%), φυσικό αέριο (23,5%), υδροηλεκτρικά (10,6%) και ΑΠΕ (0,8%). Οι περίπου 7,2 εκατομμύρια πελάτες της ΔΕΗ κατανάλωσαν κατά το 2017 το 86,7% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας που δόθηκε προς τελικούς πελάτες στην Ελλάδα.
- Μετά το 2000 και στο πλαίσιο απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, έχει προστεθεί νέα εγκατεστημένη ισχύς περίπου 9,0 GW από ιδιώτες, εκ των οποίων 6,0 GW ΑΠΕ και 3,0 GW με καύσιμο φυσικό αέριο. Σε ό,τι αφορά τις ΑΠΕ, κατανέμονται συνολικά στο διασυνδεδεμένο σύστημα και τα νησιά ως εξής: 2,6 GW από φωτοβολταϊκά, 2,8 GW από αιολικά, από ΜΥΗΣ 239 MW και από βιοαέριο 69 MW, πλέον της ΣΗΘΥΑ. Άλλα 10,0 GW κυρίως από ΑΠΕ βρίσκονται σε στάδιο κατασκευής ή αδειοδότησης σύνδεσης στο σύστημα.

Πίνακας 20: Συνολική Καθαρή Εγκατεστημένη Ισχύς στην Ελλάδα το 2017

Μίγμα Καυσίμου	Καθαρή Εγκατεστημένη Ισχύς (GW)
1. Διασυνδεδεμένο σύστημα	
Λιγνιτικές μονάδες	3,9
Μονάδες φυσικού αερίου	5,0
Υδροηλεκτρικές μονάδες	3,2
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	5,1
Σύνολο θερμικών μονάδων	8,9
Σύνολο ΑΠΕ και υδροηλεκτρικών μονάδων	8,3
Σύνολο καθαρής εγκατεστημένης ισχύος στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Α)	17,2
2. Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)	
Σύνολο θερμικών μονάδων	1,8
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	0,5
Σύνολο καθαρής εγκατεστημένης ισχύος στα ΜΔΝ (Β)	2,3
Γενικό σύνολο (Α+Β)	19,5

Πηγές: ΙΕΝΕ, ΑΔΜΗΕ, ΛΑΓΗΕ

Πίνακας 21: Συνολική Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα το 2017

Μίγμα Καυσίμου	Καθαρή Παραγωγή (TWh)
1. Διασυνδεδεμένο σύστημα	
Καθαρές εισαγωγές	6,2
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	10,6
Υδροηλεκτρικές μονάδες	3,5
Μονάδες φυσικού αερίου	15,4
Λιγνιτικές μονάδες	16,4
Σύνολο καθαρής ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Α)	52,1
2. Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)	
Σύνολο θερμικών μονάδων	4,8
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	0,1
Σύνολο καθαρής ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ (Β)	4,9
Γενικό σύνολο (Α+Β)	57,0

Πηγές: ΙΕΝΕ, ΑΔΜΗΕ, ΛΑΓΗΕ

Για το πετρέλαιο:

- Η ακαθάριστη κατανάλωση πετρελαίου στην Ελλάδα ανήλθε σε 7.186.497 μετρικούς τόνους το 2017, μειωμένη κατά 1,18% από τα επίπεδα του 2016, και ισοδυναμεί με 52,7 εκατ. βαρέλια πετρελαίου.
- Η παραγωγή αργού πετρελαίου στην Ελλάδα το 2017 ήταν ασήμαντη, πλησιάζοντας τους 0,16 εκατ. τόνους και ισοδυναμεί με 1,1 εκατ. βαρέλια πετρελαίου.
- Η ακαθάριστη παραγωγή διυλισμένων πετρελαϊκών προϊόντων ανήλθε σε 30,2 εκατ. τόνους το 2016.
- Οι καθαρές εισαγωγές καυσίμων (αφορούν εσωτερικές καταναλώσεις) στην Ελλάδα ανήλθαν σε €3,78 δις το 2017, με τις εξαγωγές καυσίμων να φτάνουν τα €7,83 δις και τις εισαγωγές καυσίμων (περιλαμβάνουν συνολικές παραδόσεις στα διυλιστήρια) να προσεγγίζουν τα €11,61 δις.

Για το φυσικό αέριο:

- Σύμφωνα με στοιχεία του 2017, η κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα ανήλθε σε 5,4 δισ. κυβικά μέτρα (bcm), όσες και οι εισαγωγές.
- Η παραγωγή φυσικού αερίου στην Ελλάδα ήταν περίπου 0,01 δισ. κυβικά μέτρα (bcm) το 2017, προερχόμενη από το εξαντληθέν κοίτασμα φυσικού αερίου της Νότιας Καβάλας και χρησιμοποιήθηκε για τη λειτουργία της πετρελαιοπαραγωγής στον Πρίνο.

Για τον λιγνίτη:

- Σύμφωνα με στοιχεία του 2017, η Ελλάδα διαθέτει αποδεδειγμένα αποθέματα λιγνίτη της τάξεως των 2.876 εκατ. τόνων.
- Η παραγωγή λιγνίτη ανήλθε σε 4,6 εκατ. τόνους το 2017, ενώ η κατανάλωση λιγνίτη έφτασε τους 4,9 εκατ. τόνους.

Για την ενεργειακή αποδοτικότητα:

- Ενδεικτικά, οι κατοικίες αποτελούν το 83,7% των 4,9 εκατ. διαθέσιμων κτιρίων της Ελλάδας, σύμφωνα με την πιο πρόσφατη απογραφή κτιρίων που έγινε το 2011, όπως αναφέρει μελέτη του IOBE⁵⁸. Η πλειονότητα των κατοικιών (55%) έχουν κατασκευαστεί πριν το 1980 όταν οι απαιτήσεις για μέτρα θερμομόνωσης ήταν ανύπαρκτες. Κατά συνέπεια δεν προκαλεί κάποια έκπληξη το γεγονός ότι περίπου οι μισές κατοικίες (3 εκατ.) δεν διαθέτουν απολύτως κανένα μέσο θερμομόνωσης. Καθώς οι ελάχιστες προδιαγραφές για τη θερμομόνωση νέων κατοικιών βελτιώνονται διαχρονικά, τα νεότερα κτίρια εμφανίζουν καλύτερη ενεργειακή αποδοτικότητα. Έτσι, περίπου 3,4 εκατ. κατοικίες διαθέτουν κάποιου είδους μόνωση, εκ των οποίων μόλις 86 χιλ. κατοικίες διαθέτουν ολοκληρωμένα συστήματα που περιλαμβάνουν διπλούς υαλοπίνακες, μόνωση εξωτερικών τοίχων και άλλα μέτρα.
- Το μεγαλύτερο τμήμα του συνόλου των κτιρίων που επιθεωρήθηκαν το 2017 (59,7%) κατατάσσεται στις χαμηλότερες ενεργειακές κλάσεις (E-H). Αντίθετα, μόλις το 2,7% των κτιρίων κατατάχθηκαν στις υψηλότερες κατηγορίες (A-B), ενώ το 37,6% στις Γ-Δ κατηγορίες. Μελετώντας τα οικιακά κτίρια φαίνεται ότι το 66,8% κατατάσσεται στις χαμηλές κατηγορίες (E-H), το 20,6% στις μεσαίες κατηγορίες (Γ-Δ) και μόλις το 2,5% στις υψηλές κατηγορίες (A-B). Σύμφωνα με τις ετήσιες εκθέσεις της περιόδου 2015-2017, δεν σημειώνονται αξιοσημείωτες μεταβολές στην ταξινόμηση των οικιακών κτιρίων σε επίπεδο ενεργειακής κλάσης.

⁵⁸ IOBE (2018), «Η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας των κτιρίων ως μοχλός ανάπτυξης της ελληνικής οικονομίας», http://iobe.gr/docs/research/RES_05_C_04122018_REP_GR.pdf

Βιβλιογραφία

1. Ακαδημία Αθηνών (2017), “Ενέργεια και Μεταφορές στην Ελλάδα: Προϋποθέσεις και Μέτρα για Καθαρή και Βιώσιμη Ενέργεια Στις Μεταφορές”, Επιτροπή Ενέργειας της Ακαδημίας Αθηνών, Αθήνα 2017
2. ΑΔΜΗΕ (2018), “Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας – Δεκέμβριος 2017”, http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Monthly_Energy_Reports/Energy_Report_201712_v1.pdf
3. ΛΑΓΗΕ (2018), “ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ – Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο (Δεκέμβριος 2017)”, http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/RES/DELTIO_APE_DEKEMBRIOS_2017.pdf
4. ΡΑΕ (2018), “Έκθεση Πεπραγμένων 2017”, <http://www.rae.gr/site/file/system/docs/ActionReports/2017>
5. ΥΠΕΝ (2018), “Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα”, http://www.opengov.gr/minenv/wp-content/uploads/downloads/2018/11/NECP_131118_final.pdf
6. ΥΠΕΝ (2015): Έκθεση Στατιστικής Ανάλυσης ΠΕΑ Κτιρίων Έτους 2015
7. Έκθεση Συνηγόρου του Πολίτη (2015). <https://goo.gl/QI9GND>
8. EURACOAL (2018), “Market Report 2018 No. 1”, <https://euracoal.eu/library/coal-market-reports/>
9. IEA (2018), “World Energy Outlook 2018”, <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018>
10. IEA (2017), “Energy Policies of IEA Countries – Greece”, <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesofIEACountriesGreeceReview2017.pdf>
11. IRENA (2018), “Assessment of the Renewable Energy Components in Nationally Determined Contributions: The Methodology”, https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Nov/IRENA_NDC_methodology_2018.pdf?la=en&hash=4E6E9173BB306CDD4295F1E7F5FB1CF477CEAAF5
12. Cogeneration Observatory and Dissemination Europe (2014), “Οδικός χάρτης (Roadmap) Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας για την Ελλάδα”, http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/Greece_final_gr.pdf
13. Mideksa, T., Kallbekken, S. (2010), “The impact of climate change on the electricity market: A review”, Energy Policy. Volume 38, Issue 7, pp. 3579-3580.
14. Pryor, S.C. and Barthelmie, R.J. (2010), “Climate change impacts on wind energy: a review”, Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol.14, pp. 430-437.
15. Schaeffer, R., Szklo, A., Lucena, A., Borba, B., Nogueira, L., Fleming, F., Troccoli, A., Harrison, M., Boulahya, M. (2012), “Energy sector vulnerability to climate change: A review”, Energy. Vol. 38, 1, pp. 1-12.
16. Bartok, B. (2010), “Changes in solar energy availability for south-eastern Europe with respect to global warming”, Physics and Chemistry of the Earth. Vol. 35 (1-2), pp. 63-69.
17. Οικονομίδης, Γ. et al. (2018), «The Economics of Climate Change», Τράπεζα της Ελλάδας, https://www.bankofgreece.gr/BogEkdoseis/Book%20The%20Economics%20of%20Climate%20Change_WebVersion.pdf
18. IPCC Special Report (2018), “Global Warming of 1.5°C”, https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2018/12/ST1.5_OCE_LR.pdf
19. Κοροβέση, Α., Μεταξά, Κ., Τουλουπάκη, Ε. και Χρυσόγελος, Ν. (2017), “Ενεργειακή Φτώχεια στην Ελλάδα”, Heinrich Boll Stiftung, Θεσσαλονίκη 2017
20. Μπαλαράς, Κ., Δασκαλάκη, Ε., Βιτάλη, Μ. (2014), “Βασικοί Δείκτες Ενεργειακής Αποδοτικότητας Ελληνικών Κατοικιών”, Ανακοίνωση στο 10ο Εθνικό Συνέδριο για τις «Ηπιες Μορφές Ενέργειας», Θεσσαλονίκη 2014
21. Σανταμούρης, Μ. (2011), “Εξοικονόμηση Ενέργειας στον Κτιριακό Τομέα στην Ελλάδα – Μύθοι και Πραγματικότητες”, παρουσίαση στο συνέδριο του IENE «Ενέργεια και Ανάπτυξη 2011», <http://www.iene.gr/energy-development2011/>
22. Σύνδεσμος Εταιριών Εμπορίας Πετρελαιοειδών Ελλάδος (ΣΕΕΠΕ) (2018), “Στοιχεία του κλάδου”, http://www.seepe.gr/index.php?option=com_content&view=article&id=188&Itemid=260&lang=el
23. Ίδρυμα Οικονομικών και Βιομηχανικών Ερευνών (IOBE) (2016), “Οι Ενεργειακές Δυνατότητες της Ελλάδας ως Αναπτυξιακός Παράγοντας”, http://iobe.gr/docs/pub/ARTICLE_01012016_PUB_GR.pdf
24. Ράλλης, Β. (2018), “Χρηματιστήριο Ενέργειας & Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας”, παρουσίαση στο συνέδριο του IENE «Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας σε Μετάβαση – Τελευταίες Εξελίξεις σε Ελλάδα και Ευρώπη», <http://www.iene.eu/el/congress/6/agora-ilektrikis-energeias>

25. Πιτσούνη, Π. (2018), “Ανάλυση Αγοράς στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά”, παρουσίαση στο συνέδριο του IENE «Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας σε Μετάβαση – Τελευταίες Εξελίξεις σε Ελλάδα και Ευρώπη», που πραγματοποιήθηκε στις 28 Μαρτίου 2018, <http://www.iene.eu/el/congress/6/agora-ilektrikis-energeias>
26. Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2017), “Energy Union Factsheet Greece”, Commission Staff Working Document, Third Report on the State of the Energy Union, https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/energy-union-factsheet-greece_en.pdf
27. Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2016), “EU Reference Scenario 2016 Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050”, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf
28. IOBE (2018α), “Η Ελληνική Οικονομία – Τριμηνιαία Έκθεση”, Τεύχος 2/18
29. IOBE (2018β), “Η Βελτίωση της Ενεργειακής Αποδοτικότητας των Κτιρίων Ως Μοχλός Ανάπτυξης της Ελληνικής Οικονομίας”, http://iobe.gr/docs/research/RES_05_C_04122018_REP_GR.pdf
30. IMF (2018), “World Economic Outlook”, Απρίλιος 2018
31. Τράπεζα της Ελλάδας (2018), “Έκθεση του Διοικητή για το Έτος 2017”, <https://www.bankofgreece.gr/BogEkdoseis/ekthdkth2017.pdf>
32. Τράπεζα της Ελλάδας (2017), “Έκθεση του Διοικητή για το Έτος 2016”, <https://www.bankofgreece.gr/BogEkdoseis/ekthdkth2016.pdf>
33. ΕΛΣΤΑΤ (2018α), “Τριμηνιαίοι Εθνικοί Λογαριασμοί – 3ο Τρίμηνο 2018”
34. ΕΛΣΤΑΤ (2018β), “Τριμηνιαίοι Εθνικοί Λογαριασμοί – 2ο Τρίμηνο 2018”
35. Eurobank (2018), “Economy and Markets: Energy, Logistics, Tourism: Sectoral Prospects, Incipient Investment Projects and Contribution to GDP”, Economic Bulletin, Volume XII, Issue 1, April 2018, <https://www.eurobank.gr/-/media/eurobank/omilos/oikonomikes-analuseis/oikonomiki-epitheorisi/energeia-logistics-tourismos.pdf>
36. ΚΑΠΕ (2018), “Παρατηρητήριο Ενεργειακής Φτώχειας”, <http://www.cres.gr/energy-efficiency/poverty.html>
37. IENE (2018), “Η Ενεργειακή Ασφάλεια της Ελλάδας και Προτάσεις για την Βελτίωσή της”, Μια Ειδική Έκθεση του IENE στο Πλαίσιο της Εθνικής Επιτροπής για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), https://www.iene.gr/articlefiles/energgeiki-asfaleia_elladas.pdf
38. IENE (2017α), “SE Europe Energy Outlook 2016/2017”, An IENE Study (M23), http://www.iene.gr/articlefiles/seeeo%202016-2017_iea%20paris.pdf
39. IENE (2017β), “Ενέργεια και Ανάπτυξη 2017”, 22ο Εθνικό Συνέδριο IENE, <http://www.iene.eu/microsites/energy-development2017/>
40. IENE (2017γ), “Oil Refining, Storage and Retail in SE Europe”, A SE Europe Energy Dialogue Event, <http://www.iene.eu/microsites/oil-refining-storage-retail-2017/>
41. IENE (2015α), “A Strategy For Unlocking Greece’s Hydrocarbon Potential”, Μελέτη (M25) του IENE, Σεπτέμβριος 2015
42. IENE (2015β), “The “Vertical Corridor” from the Aegean to the Baltic”, <http://www.iene.eu/articlefiles/the%20vertical%20corridor%20-%20from%20the%20aegean%20to%20the%20baltic.pdf>
43. IENE (2014), “The Outlook for A Natural Gas Trading Hub in SE Europe”, An IENE Study Project (M19), http://www.depa.gr/uploads/Outlook_for_a_natural_gas_trading_hub_in_SE_Europe_FINAL%20DRAFT%20%282%29.pdf
44. IENE (2013), “Ενέργεια και Απασχόληση στην Ελλάδα”, Μελέτη IENE (M09), http://www.depa.gr/uploads/files/Energeia%20kai%20apasxolisi_FINAL_December%202013.pdf
45. IENE (2012), “Στρατηγική Μελέτη Ηλεκτρικών Διασυνδέσεων στη ΝΑ Ευρώπη και ο Κρίσιμος Ρόλος της Ελλάδας”, κατ’ ανάθεση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ), https://www.iene.gr/articlefiles/final%20draft_5.11.2012.pdf
46. IENE (2011), “SE Europe Energy Outlook 2011”, An IENE Study (M06)
47. Σταμπολής, Κ. (2014), “Renewable Energy Sources and Energy Efficiency and the SEE Energy Security”, IENE Working Paper No 19
48. Σταμπολής, Κ. και Θεοφύλακτος, Κ. (2014), “Greece’s Experience in Using EU Structural Funds for Improving the Energy Performance of Buildings”, IENE Working Paper No 21

Παράρτηματα

1. Ενεργειακό Ισοζύγιο και Κύρια Στατιστικά Δεδομένα της Ελλάδας

		Unit: Mtoe							
SUPPLY		1973	1990	2000	2010	2013	2014	2015	2016E
TOTAL PRODUCTION		2.33	9.20	9.99	9.43	9.31	8.80	8.47	6.83
Coal		1.89	7.12	8.22	7.32	6.73	6.38	5.68	3.96
Peat		-	-	-	-	-	-	-	-
Oil		-	0.84	0.26	0.11	0.06	0.06	0.06	0.15
Natural gas		-	0.14	0.04	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Biofuels and waste ¹		0.45	0.89	1.01	0.92	1.09	1.12	1.27	1.25
Nuclear		-	-	-	-	-	-	-	-
Hydro		0.19	0.15	0.32	0.64	0.55	0.39	0.52	0.48
Wind		-	-	0.04	0.23	0.36	0.32	0.40	0.44
Geothermal		-	0.00	0.00	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
Solar/other ²		-	0.06	0.10	0.20	0.50	0.52	0.53	0.54
TOTAL NET IMPORTS ³		10.58	12.00	17.39	17.91	13.38	14.28	15.77	15.99
Coal	Exports	0.02	-	0.04	-	0.01	0.01	-	0.01
	Imports	0.47	0.92	0.81	0.40	0.23	0.20	0.16	0.20
	Net imports	0.45	0.92	0.77	0.40	0.23	0.19	0.16	0.19
Oil	Exports	4.88	7.45	4.08	9.59	14.26	15.65	16.34	18.36
	Imports	16.47	21.79	23.40	26.61	26.68	29.04	30.93	32.32
	Int'l marine and aviation bunkers	-1.46	-3.32	-4.38	-3.39	-2.80	-2.64	-2.61	-2.53
Net imports		10.12	11.02	14.94	13.63	9.63	10.75	11.99	11.44
Natural Gas	Exports	-	-	-	-	-	-	-	-
	Imports	-	-	1.69	3.23	3.23	2.47	2.67	3.46
	Net imports	-	-	1.69	3.23	3.23	2.47	2.67	3.46
Electricity	Exports	0.00	0.05	0.15	0.24	0.34	0.06	0.13	0.09
	Imports	0.01	0.11	0.15	0.73	0.50	0.81	0.95	0.85
	Net imports	0.00	0.06	-0.00	0.49	0.16	0.76	0.83	0.76
TOTAL STOCK CHANGES		-1.10	0.24	-0.29	0.26	0.65	0.05	-1.05	0.09
TOTAL SUPPLY (TPES) ⁴		11.81	21.44	27.69	27.60	23.33	23.13	23.19	22.91
Coal		2.10	8.07	9.04	7.86	6.98	6.69	5.61	4.36
Peat		-	-	-	-	-	-	-	-
Oil		9.06	12.07	14.88	13.85	10.32	10.74	11.21	11.45
Natural gas		-	0.14	1.70	3.23	3.24	2.48	2.68	3.49
Biofuels and waste ¹		0.45	0.89	1.01	1.08	1.22	1.23	1.40	1.39
Nuclear		-	-	-	-	-	-	-	-
Hydro		0.19	0.15	0.32	0.64	0.55	0.39	0.52	0.48
Wind		-	-	0.04	0.23	0.36	0.32	0.40	0.44
Geothermal		-	0.00	0.00	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
Solar/other ²		-	0.06	0.10	0.20	0.50	0.52	0.53	0.54
Electricity trade ⁵		0.00	0.06	-0.00	0.49	0.16	0.76	0.83	0.76
Shares in TPES (%)									
Coal		17.8	37.6	33.4	28.5	29.9	28.9	24.2	19.0
Peat		-	-	-	-	-	-	-	-
Oil		76.7	56.3	54.9	50.2	44.2	46.4	48.4	50.0
Natural gas		-	0.6	6.3	11.7	13.9	10.7	11.5	15.2
Biofuels and waste ¹		3.8	4.2	3.7	3.9	5.2	5.3	6.1	6.1
Nuclear		-	-	-	-	-	-	-	-
Hydro		1.6	0.7	1.2	2.3	2.3	1.7	2.3	2.1
Wind		-	-	0.1	0.8	1.5	1.4	1.7	1.9
Geothermal		-	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
Solar/other ²		-	0.3	0.4	0.7	2.1	2.2	2.3	2.3
Electricity trade ⁵		-	0.3	-	1.8	0.7	3.3	3.6	3.3

0 is negligible, - is nil, .. is not available, x is not applicable. Please note: rounding may cause totals to differ from the sum of the elements.

Πηγή: IEA (2017)

Unit: Mtoe

DEMAND							
FINAL CONSUMPTION	1973	1990	2000	2010	2013	2014	2015
TFC	8.53	14.43	18.46	13.43	15.26	15.45	16.38
Coal	0.52	1.22	0.88	0.30	0.21	0.23	0.22
Peat	-	-	-	-	-	-	-
Oil	6.47	9.78	12.41	12.18	8.26	8.39	8.92
Natural gas	-	0.10	0.38	1.14	1.23	1.18	1.32
Biofuels and waste ¹	0.45	0.89	0.95	1.00	1.13	1.14	1.30
Geothermal	-	0.00	0.00	0.02	0.01	0.01	0.01
Solarother ²	-	0.06	0.10	0.18	0.19	0.19	0.20
Electricity	1.09	2.45	3.71	4.57	4.20	4.26	4.37
Heat	-	-	0.03	0.05	0.04	0.05	0.05
Shares in TFC (%)							
Coal	6.1	8.4	4.8	1.6	1.4	1.5	1.4
Peat	-	-	-	-	-	-	-
Oil	75.8	67.5	67.3	62.7	54.1	54.3	54.4
Natural gas	-	0.7	2.0	5.8	8.1	7.6	8.0
Biofuels and waste ¹	5.3	6.2	5.1	5.1	7.4	7.4	7.9
Geothermal	-	-	-	0.0	0.0	0.0	0.1
Solarother ²	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2
Electricity	12.8	16.9	20.1	23.5	27.5	27.5	26.7
Heat	-	-	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
TOTAL INDUSTRY ³	3.47	4.68	5.16	4.58	3.49	3.79	3.83
Coal	0.46	1.18	0.85	0.30	0.21	0.23	0.22
Peat	-	-	-	-	-	-	-
Oil	2.38	2.17	2.54	2.09	1.31	1.49	1.48
Natural gas	-	0.10	0.37	0.73	0.86	0.81	0.78
Biofuels and waste ¹	-	0.19	0.23	0.25	0.13	0.16	0.26
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-
Solarother ²	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00
Electricity	0.63	1.04	1.17	1.22	0.98	1.11	1.09
Heat	-	-	-	-	-	-	-
Shares in total industry (%)							
Coal	13.2	25.3	16.5	6.5	6.1	6.0	5.7
Peat	-	-	-	-	-	-	-
Oil	68.5	46.3	49.3	45.7	37.6	39.1	38.7
Natural gas	-	2.1	7.1	15.9	24.6	21.4	20.4
Biofuels and waste ¹	-	4.1	4.5	5.3	3.7	4.3	6.8
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-
Solarother ²	-	-	-	-	-	-	-
Electricity	18.3	22.2	22.6	26.6	28.1	29.2	28.4
Heat	-	-	-	-	-	-	-
TRANSPORT ⁴	2.87	5.04	6.40	7.48	5.61	5.64	5.76
OTHER ⁵	2.99	4.77	6.90	7.37	6.17	6.62	6.86
Coal	0.05	0.03	0.03	0.00	0.00	0.01	0.01
Peat	-	-	-	-	-	-	-
Oil	2.04	2.58	3.50	2.77	1.50	1.45	1.88
Natural gas	-	-	0.01	0.39	0.36	0.36	0.52
Biofuels and waste ¹	0.45	0.70	0.71	0.62	0.88	0.84	0.89
Geothermal	-	0.00	0.00	0.02	0.01	0.01	0.01
Solarother ²	-	0.06	0.10	0.18	0.19	0.19	0.20
Electricity	0.46	1.40	2.53	3.34	3.20	3.12	3.25
Heat	-	-	0.03	0.05	0.04	0.05	0.05
Shares in other (%)							
Coal	1.5	0.7	0.4	-	-	0.1	0.1
Peat	-	-	-	-	-	-	-
Oil	68.3	54.1	50.7	37.6	24.3	24.0	27.6
Natural gas	-	-	0.2	5.3	5.8	5.9	7.7
Biofuels and waste ¹	15.0	14.7	10.3	8.4	14.2	13.0	13.1
Geothermal	-	0.1	-	0.0	0.0	0.0	0.1
Solarother ²	-	1.2	1.4	2.5	3.0	3.2	2.9
Electricity	15.2	29.3	36.6	45.3	51.8	51.8	47.7
Heat	-	-	0.4	0.6	0.7	0.8	0.7

Πηγή: IEA (2017)

	Unit: Mtoe							
DEMAND								
ENERGY TRANSFORMATION AND LOSSES	1973	1990	2000	2010	2013	2014	2015	2016E
ELECTRICITY GENERATION ⁸								
Input (Mtoe)	3.33	8.89	11.98	12.17	11.28	10.04	9.55	..
Output (Mtoe)	1.27	2.99	4.59	4.93	4.91	4.33	4.46	4.20
Output (TWh)	14.82	34.78	53.43	57.37	57.11	50.34	51.82	48.81
Output Shares (%)								
Coal	35.5	72.4	64.2	53.7	46.2	51.1	42.7	31.6
Peat	-	-	-	-	-	-	-	-
Oil	49.5	22.3	16.6	10.6	9.5	11.0	10.9	9.9
Natural gas	-	0.3	11.1	17.1	19.0	13.5	17.5	27.8
Biofuels and waste ¹	-	-	0.3	0.6	0.5	0.6	0.7	0.7
Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydro	15.0	5.1	6.9	13.0	11.1	8.9	11.8	11.4
Wind	-	-	0.8	4.7	7.2	7.3	8.9	10.5
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-
Solar/other ²	-	-	-	0.3	6.4	7.5	7.5	8.1
TOTAL LOSSES	3.28	7.23	8.90	8.59	8.25	7.28	6.67	..
of which:								
Electricity and heat generation ⁹	2.06	5.00	7.36	7.19	6.33	5.66	5.05	..
Other transformation	0.59	0.00	-0.39	-0.58	-0.36	-0.58	-0.59	..
Own use and transmission/distribution losses ¹⁰	0.64	1.32	1.94	1.98	2.26	2.21	2.22	..
Statistical Differences	0.00	-0.28	-0.27	-0.41	-0.18	0.40	0.14	..
INDICATORS	1973	1990	2000	2010	2013	2014	2015	2016E
GDP (billion 2010 USD)	151.21	197.65	251.51	299.36	243.99	244.85	244.31	244.34
Population (millions)	9.02	10.27	10.81	11.12	10.97	10.89	10.86	10.88
TPES/GDP (toe/1000 USD) ¹¹	0.08	0.11	0.11	0.09	0.10	0.09	0.09	0.09
Energy production/TPES	0.20	0.43	0.37	0.34	0.40	0.38	0.37	0.30
Per capita TPES (toe/capita)	1.31	2.09	2.51	2.48	2.13	2.12	2.14	2.11
Oil supply/GDP (toe/1000 USD) ¹¹	0.06	0.06	0.06	0.05	0.04	0.04	0.05	0.05
TFC/GDP (toe/1000 USD) ¹¹	0.06	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.07	..
Per capita TFC (toe/capita)	0.95	1.41	1.71	1.75	1.39	1.42	1.51	..
CO ₂ emissions from fuel combustion (MCO ₂) ¹²	33.7	69.9	88.0	83.4	68.9	65.8	64.6	..
CO ₂ emissions from bunkers (MCO ₂) ¹²	4.6	10.5	13.9	10.8	8.9	8.3	8.2	..
GROWTH RATES (% per year)	73-90	90-00	00-10	10-12	12-13	13-14	14-15	15-16
TPES	3.6	2.4	0.2	-1.9	-12.1	-0.9	0.2	-1.2
Coal	8.2	1.1	-1.4	1.7	-14.2	-4.2	-16.2	-22.3
Peat	-	-	-	-	-	-	-	-
Oil	1.7	2.1	-0.7	-6.4	-15.0	4.1	4.4	2.1
Natural gas	-	28.6	6.6	6.4	-11.6	-23.2	7.7	30.4
Biofuels and waste ¹	4.1	1.2	0.6	14.6	-13.3	1.0	13.6	-1.1
Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydro	-1.3	7.7	7.3	-23.2	44.1	-29.5	36.1	-9.0
Wind	-	-	19.6	19.2	7.6	-11.0	25.2	11.6
Geothermal	-	-4.0	23.1	-9.9	-7.7	0.0	-16.7	0.0
Solar/other ²	-	5.9	7.1	29.4	51.8	3.4	2.7	0.8
TFC	3.2	2.4	0.5	-6.3	-10.6	1.2	6.0	..
Electricity consumption	4.9	4.2	2.1	-1.0	-6.2	1.5	2.6	..
Energy production	6.4	0.8	-0.6	5.1	-10.7	-5.5	-3.6	-19.3
Net oil imports	0.5	3.1	-0.9	-4.8	-22.0	11.7	11.5	-4.6
GDP	1.6	2.4	1.8	-8.2	-3.2	0.4	-0.2	0.0
TPES/GDP	2.0	-0.1	-1.5	6.9	-9.2	-1.2	0.5	-1.2
TFC/GDP	1.6	0.0	-1.2	2.1	-7.5	0.8	6.3	..

0 is negligible, - is nil, .. is not available, x is not applicable. Please note: rounding may cause totals to differ from the sum of the elements.

Πηγή: IEA (2017)

Σημειώσεις Επὶ τοῦ Ενεργειακοῦ Ισοζυγίου καὶ των Κύριων Στατιστικῶν Δεδομένων της Ελλάδας

1. Τα βιοκαύσιμα καὶ τα απόβλητα περιλαμβάνουν στερεὰ καὶ υγρά βιοκαύσιμα, βιοαέρια καὶ βιομηχανικά απόβλητα. Τα δεδομένα συχνὰ βασίζονται σε διάφορες έρευνες καὶ ενδέχεται να μην είναι συγκρίσιμα μεταξύ των χωρῶν.
2. Η ηλιακή ενέργεια/άλλο (solar/other) περιλαμβάνει ηλιακά φωτοβολταϊκά καὶ ηλιακά θερμικά.
3. Εκτός από τον άνθρακα, το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο καὶ τον ηλεκτρισμό, οι συνολικές καθαρές εισαγωγές περιλαμβάνουν, επίσης, τα βιοκαύσιμα καὶ τα απόβλητα.
4. Εξαιρούνται οι διεθνείς δεξαμενές θαλάσσης καὶ αεροπορίας.
5. Η συνολική παροχή ηλεκτρικής ενέργειας αντιπροσωπεύει το καθαρό εμπόριο. Ένας αρνητικός αριθμός στο μερίδιο της συνολικής παροχής πρωτογενούς ενέργειας (TPES) δείχνει ότι οι εξαγωγές είναι μεγαλύτερες από τις εισαγωγές.
6. Η βιομηχανία περιλαμβάνει μη ενεργειακή χρήση.
7. Το άλλο περιλαμβάνει οικιστικές, εμπορικές καὶ δημόσιες υπηρεσίες, γεωργία/δασοκομία, αλιεία καὶ άλλα μη καθορισμένα.
8. Οι εισροές στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνουν εισροές στην ηλεκτρική ενέργεια, τη συμπαραγωγή καὶ τις μονάδες παραγωγής θερμότητας. Η παραγωγή αναφέρεται μόνο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
9. Ζημιές που προκύπτουν από την παραγωγή ηλεκτρισμού καὶ θερμότητας στις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας καὶ στους αυτοπαραγωγούς της κύριας δραστηριότητας. Για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μη ορυκτά καύσιμα, οι θεωρητικές απώλειες παρουσιάζονται με βάση την αποδοτικότητα των εγκαταστάσεων κατὰ περίπου 33% για τα ηλιακά θερμικά καὶ κατὰ 100% για τα υδροηλεκτρικά, αιολικά καὶ ηλιακά φωτοβολταϊκά.
10. Τα στοιχεία για τις ζημιές για τα προβλεπόμενα έτη περιλαμβάνουν συχνὰ μεγάλες στατιστικές διαφορές που καλύπτουν τις διαφορές μεταξύ αναμενόμενης προσφοράς καὶ ζήτησης καὶ κυρίως δεν αντανακλούν πραγματικές προσδοκίες για κέρδη καὶ ζημιές μετασχηματισμού.
11. Τόνοι ισοδύναμου πετρελαίου (toe) ανά χίλια USD σε τιμές 2010 καὶ συναλλαγματικές ισοτιμίες.
12. Οι εκπομπές CO₂ από την καύση καυσίμων έχουν εκτιμηθεί χρησιμοποιώντας την τομεακή προσέγγιση της βαθμίδας I της Διακυβερνητικής Επιτροπής για την Κλιματική Αλλαγή (IPCC) από τις κατευθυντήριες γραμμές της IPCC του 2006. Σύμφωνα με τη μεθοδολογία της IPCC, οι εκπομπές από τις διεθνείς δεξαμενές θαλάσσης καὶ αεροπορίας δεν περιλαμβάνονται στα εθνικά σύνολα.

2. Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh) της Ελλάδας, 2016-2017

	Υ/Σ ΟΡΙΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ- ΔΙΚΤΥΟΥ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΨΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	ΟΡΥΚΤΑ	ΔΙΑΚΑΤΑΝΑΛΩ ΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΑΝΤΑΓΩΝ	ΑΠΩΛΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	
2 0 6	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	3.561.339	311.452	557.149	71.092	23.224	4.995	110.196	4.639.446	4.327.994
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	2.880.892	340.671	545.478	68.996	30.201	5.886	90.791	3.962.915	3.622.244
	ΜΑΡΤΙΟΣ	2.954.459	409.014	612.190	66.861	36.217	6.512	99.657	4.184.910	3.775.896
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	2.427.804	481.600	586.296	67.663	35.167	1.290	71.994	3.671.814	3.190.214
	ΜΑΙΟΣ	2.496.018	467.475	610.648	62.131	28.738	3.724	73.675	3.742.409	3.274.934
	ΙΟΥΝΙΟΣ	3.187.518	466.533	593.352	64.343	22.995	117	84.938	4.419.796	3.953.263
	ΙΟΥΛΙΟΣ	3.823.622	485.964	598.057	62.048	20.601	0	108.186	5.098.478	4.612.514
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	3.500.861	457.955	570.394	68.975	20.650	2.719	99.510	4.721.863	4.263.108
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	2.773.544	376.046	608.191	63.697	16.412	1.680	100.513	3.948.003	3.563.957
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	2.724.841	327.614	620.926	61.639	23.542	0	103.981	3.866.543	3.532.929
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	3.028.704	300.393	592.554	62.074	21.604	3.049	90.809	4.099.185	3.798.792
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	3.842.459	309.145	566.290	67.157	18.799	2.187	97.995	4.904.832	4.594.887
2 0 1 7	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	4.179.421	242.128	574.863	62.873	16.162	7.755	122.530	5.205.731	4.963.603
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	3.167.214	326.454	554.379	64.175	15.540	12.205	87.778	4.227.745	3.901.291
	ΜΑΡΤΙΟΣ	2.934.320	445.511	632.006	66.380	27.968	3.378	86.189	4.195.753	3.750.241
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	2.474.277	475.658	602.689	62.186	23.746	2.477	80.309	3.721.341	3.245.683
	ΜΑΙΟΣ	2.588.092	463.942	646.271	60.999	26.731	3.293	82.920	3.872.247	3.408.386
	ΙΟΥΝΙΟΣ	3.004.788	449.895	622.233	44.598	19.823	1.618	82.125	4.224.269	3.774.374
	ΙΟΥΛΙΟΣ	3.771.142	482.738	618.593	42.952	20.713	2.341	108.651	5.047.131	4.584.392
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	3.650.807	482.296	560.757	47.960	21.693	1.431	96.787	4.861.732	4.379.435
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	2.894.192	398.581	603.671	49.911	23.372	4	96.524	4.066.255	3.667.673
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	2.662.468	390.793	629.696	51.370	25.739	12.762	75.383	3.848.211	3.457.418
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	3.087.074	264.127	624.504	50.203	15.229	38.874	94.381	4.173.513	3.909.386
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	3.483.782	307.639	598.272	53.633	24.812	25.832	105.576	4.598.746	4.291.187

Η κατανάλωση της παραγωγής στο δίκτυο είναι εκτίμηση.

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

3. Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh) της Ελλάδας, 2016-2017

		ΛΗΓΝΙΤΙΚΗ	ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	ΛΑΛΑ	ΑΠΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ
2016	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	1.678.705	1.065.448	396.147	233	492.320	311.452	3.944.305	3.632.853
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	1.167.292	691.373	314.130	50	484.815	340.671	2.998.331	2.657.659
	ΜΑΡΤΙΟΣ	1.015.892	701.116	513.843	53	483.099	409.014	3.123.016	2.714.003
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	791.651	725.933	422.635	55	368.671	481.600	2.790.544	2.308.945
	ΜΑΙΟΣ	875.254	744.663	342.783	277	395.909	467.475	2.826.362	2.358.887
	ΙΟΥΝΙΟΣ	983.564	1.317.578	463.083	47	378.830	466.533	3.609.635	3.143.102
	ΙΟΥΛΙΟΣ	1.484.557	1.279.776	503.222	28	451.110	485.964	4.204.658	3.718.693
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	1.367.565	1.037.466	419.963	15	526.444	457.955	3.809.407	3.351.452
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	1.181.285	1.029.629	281.090	23	387.082	376.046	3.255.155	2.879.109
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	1.270.159	1.191.640	326.193	57	427.869	327.614	3.543.531	3.215.917
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	1.395.500	1.094.865	382.473	76	486.054	300.393	3.659.361	3.358.968
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	1.686.836	1.632.895	477.699	63	578.092	309.145	4.684.730	4.375.585
2017	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	1.708.241	2.000.667	657.902	89	528.125	242.128	5.137.152	4.895.023
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	1.573.383	1.239.832	214.342	87	512.806	326.454	3.866.905	3.540.450
	ΜΑΡΤΙΟΣ	1.330.773	763.956	218.171	84	513.278	445.511	3.271.773	2.826.262
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	1.129.272	764.463	146.090	55	362.578	475.658	2.878.116	2.402.457
	ΜΑΙΟΣ	1.080.310	971.595	210.338	56	495.861	463.942	3.222.102	2.758.160
	ΙΟΥΝΙΟΣ	1.214.604	1.417.081	283.635	33	278.607	449.895	3.643.855	3.193.960
	ΙΟΥΛΙΟΣ	1.466.090	1.499.640	405.609	17	505.296	482.738	4.359.391	3.876.652
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	1.345.532	1.603.135	361.996	16	685.578	482.296	4.478.553	3.996.256
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	1.202.264	1.222.903	213.824	23	373.491	398.581	3.411.086	3.012.504
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	1.460.304	1.110.589	196.361	66	448.011	390.793	3.606.125	3.215.332
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	1.529.204	1.442.400	233.781	80	416.432	264.127	3.886.023	3.621.897
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	1.346.758	1.360.626	314.697	72	714.469	307.639	4.044.260	3.736.621

Η παραγωγή στο Δίκτυο είναι εκτίμηση.

Η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας των Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ η οποία έχει χαρακτηριστεί ΣΗΘΥΑ περιλαμβάνεται στην κατηγορία 'ΑΠΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ'.

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

4. Παραγωγή Κατανεμόμενων Μονάδων στο Σύστημα της Ελλάδας, 2017

ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΥΣΙΜΟ /ΤΕΧΝΟΛ.	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (MWh)	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ (%)
ΥΗΣ ΑΓΡΑ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	50	2.751	7%
ΥΗΣ ΑΣΩΜΑΤΩΝ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	108	3.349	4%
ΥΗΣ ΕΔΕΣΣΑΙΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	19	2.302	16%
ΥΗΣ ΘΗΣΑΥΡΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	384	37.354	13%
ΥΗΣ ΙΔΑΡΙΩΝΑ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	151	50.699	45%
ΥΗΣ ΚΑΣΤΡΑΚΙΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	320	37.310	16%
ΥΗΣ ΚΡΕΜΑΣΤΩΝ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	437	30.371	9%
ΥΗΣ ΛΑΔΩΝΑ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	70	9.571	18%
ΥΗΣ Ν. ΠΛΑΣΤΗΡΑ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	130	2.932	3%
ΥΗΣ ΠΗΓΩΝ ΑΛΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	210	6.894	4%
ΥΗΣ ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗΣ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	116	21.270	25%
ΥΗΣ ΠΟΛΥΦΥΤΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	375	11.057	4%
ΥΗΣ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ Ι	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	300	59.767	27%
ΥΗΣ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ ΙΙ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	34	7.901	32%
ΥΗΣ ΣΦΗΚΙΑΣ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	315	9.678	4%
ΥΗΣ ΣΤΡΑΤΟΥ Ι	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	150	21.491	19%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	274	121.777	60%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	274	39.223	19%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	283	140.543	67%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙV	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	283	57.254	27%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ V	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	342	182.964	72%
ΑΗΣ ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	273	60.860	30%
ΑΗΣ ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	273	99.438	49%
ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	275		
ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	275	50.048	24%
ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	280	147.401	71%
ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙV	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	280	148.558	71%
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΙΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	255	126.192	67%
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΙV	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	256	65.933	35%
ΑΗΣ ΜΕΛΙΤΗΣ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	289	106.566	50%
ΑΗΣ ΚΟΜΟΤΗΝΗΣ Ι	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	476	72.873	21%
ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ ΙV	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	550	103.263	25%
ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ V	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	378		
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	400	131.029	44%
ΑΗΣ ΑΙΒΕΡΙΟΥ 5	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	417	231.630	75%
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ V	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	845	203.694	32%
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ ΑΝΩΝΥΜΟΣ ΕΤΑΙ	334	98.989	40%
ELPEDISON ΘΙΣΒΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	410	113.004	37%
ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ Α.Ε.	422	134.852	43%
KORINTHOS POWER	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	KOPINΘΟΣ POWER Α.Ε.	433	190.643	59%
PROTERGIA CC	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ ΑΝΩΝΥΜΟΣ ΕΤΑΙ	433	166.714	52%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Ι	Φ.Α. ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	49	496	1%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙ	Φ.Α. ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	49	86	0%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙΙ	Φ.Α. ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	49	89	0%
ΣΥΝΟΛΟ			12.328	3.108.818	34%

Η παραγωγή αναφέρεται στο σημείο έγχυσης στο Σύστημα.

Η παραγωγή για τις Κατανεμόμενες μονάδες ΣΗΘΥΑ είναι η συνολική παραγωγή (συμβατική και ΣΗΘΥΑ).

Ο ΥΗΣ ΙΔΑΡΙΩΝΑ είναι σε δοκιμαστική λειτουργία. Η Καθαρή Ισχύς του θα καθοριστεί με ακρίβεια μετά την λήξη των δοκιμών.

Ο ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ V είναι σε δοκιμαστική λειτουργία. Η Καθαρή Ισχύς του θα καθοριστεί με ακρίβεια μετά την λήξη των δοκιμών.

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

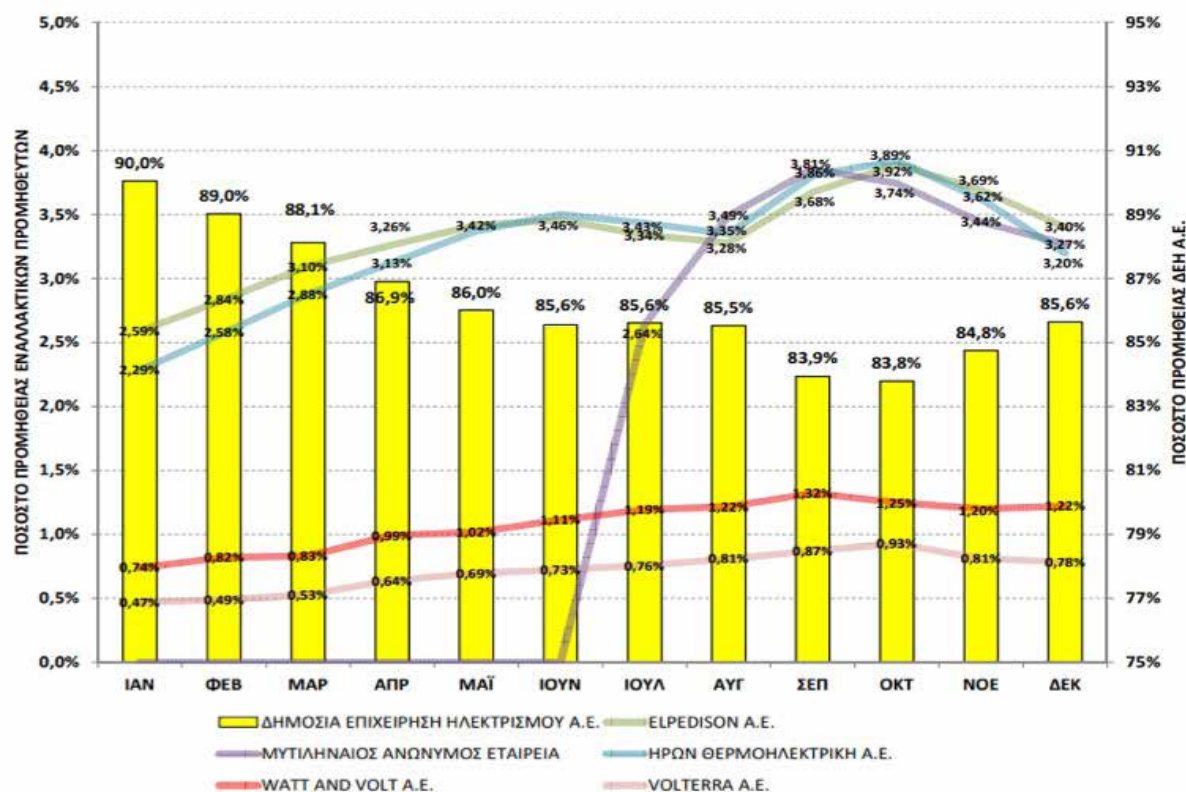
5. Ανάλυση Προμήθειας Καταναλωτών Ανα Συμμετέχοντα στο Σύστημα της Ελλάδας, 2017

ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (GWh)	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΪ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΔΕΗ)	4.577,4	3.685,8	3.621,6	3.164,2	3.259,4	3.543,8	4.228,1	4.075,6	3.332,1	3.161,5	3.457,3	3.848,0
ELPEDISON A.E.	131,6	117,5	127,3	118,8	129,5	143,2	165,0	156,3	146,0	146,8	150,6	152,8
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ ΑΝΩΝΥΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ							130,3	166,5	153,1	141,3	140,4	147,0
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	116,2	106,7	118,4	113,8	127,8	145,1	169,6	159,7	151,1	148,0	147,8	143,7
WATT AND VOLT A.E.	37,6	33,8	34,2	36,1	38,6	46,1	59,0	58,0	52,4	47,1	48,9	54,8
VOLTERRA A.E.	23,8	20,3	21,8	23,3	26,3	30,1	37,3	38,5	34,5	34,9	33,1	35,1
NRG TRADING HOUSE S.A.	30,8	27,6	29,1	27,4	32,8	37,7	45,0	43,7	41,3	37,8	35,0	34,3
GREEK ENVIRONMENTAL & E	16,6	14,2	14,9	15,4	16,7	19,7	25,1	26,7	22,5	19,4	20,6	21,0
ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗΣ ΚΑΘΟΛΙΚΗΣ	7,4	5,6	5,0	4,8	5,6	6,9	9,2	10,2	8,5	8,4	10,4	13,8
ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΤΑΧΥΔΡΟΜΕΙΑ ΑΕ	2,3	1,9	1,8	2,0	2,7	3,5	4,3	4,2	3,8	3,8	7,5	12,1
OTE estate	9,0	7,3	6,8	7,2	7,1	7,8	11,1	11,5	9,7	9,1	9,8	10,5
KEN AE		0,3	0,8	0,8	1,2	2,4	3,6	3,9	4,7	5,3	7,5	10,0
VOLTON ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ		0,0	0,1	0,2	0,3	0,8	1,3	1,7	1,8	2,0	2,7	3,7
INTERMΠΕΤΟΝ - ΔΟΜΙΚΑ ΥΛΙΚΑ	1,7	1,8	2,2	1,8	2,2	2,0	2,2	2,0	2,0	2,2	2,0	1,7
ECONOMIC GROWTH A.E.		0,2	0,2	0,3	0,4	2,2	2,5	2,4	1,5	1,4	1,3	1,3
NOVAERA ENERGY A.E.	1,7	1,4	1,6	1,0	1,2	1,3	1,4	1,0	1,4	1,3	1,4	1,2
BLENER A.E.	1,5	1,4	1,6	1,5	1,7	1,7	2,2	2,1	2,2	2,1	2,1	1,0
ΗΡΩΝ Π ΒΟΙΩΤΙΑΣ Α.Ε.	0,2	0,4	0,6	0,5	0,5	0,3	0,5	0,6	0,6	0,2	0,5	0,6
KORINΘΟΣ POWER A.E.	0,6	0,5	0,4	0,4	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3
ΑΕΡΙΟ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ-ΘΕΣΣ												0,3
GREENSTEEL-CEDALION COM						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PROTERGIA ΑΓΙΟΣ ΝΙΚΟΛΑΟΣ	124,9	113,2	121,1	121,5	135,1	146,8	40,3					
ΣΥΝΟΛΟ	5.083	4.140	4.110	3.641	3.789	4.142	4.938	4.765	3.970	3.773	4.079	4.493

- Συμπεριλαμβάνονται οι Αυτοπαραγόμενοι Πελάτες και οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν τα βοηθητικά φορτία των μονάδων τους.
- Οι καταναλώσεις των πελατών Χαμηλής Τάσης είναι προκαταρκτική εκτίμηση από τον Διαχειριστή του Δικτύου.
- Τα μεγέθη σε GWh αφορούν σε ενέργεια ανηγμένη στα όρια Συστήματος-Δικτύου.

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

6. Ποσοστό Προμήθειας Καταναλωτών Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας, 2017 (Εξι Προμηθευτές με την Μεγαλύτερη Διείσδυση)



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

7. Σύνοψη Ενεργειακού Ισοζυγίου και Δεικτών της Ελλάδας, 2000-2050

EU Reference scenario 2016											
Greece: Key Demographic and Economic Assumptions											
	2000	2010	2020	2030	2040	2050	'00-'10	'10-'20	'20-'30	'30-'40	'40-'50
Population (in Million)	10.9	11.2	10.7	10.1	9.6	9.1	0.3	-0.5	-0.6	-0.5	-0.5
Household size (inhabitants per household)	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.3	-0.6	-0.1	-0.4	-0.6	-0.3
Gross Domestic Product (in MEuro'13)	189.8	232.2	207.3	224.5	267.7	295.9	2.0	-1.1	0.8	1.8	1.0
Household Income (in Euro'13/capita)	12198.5	15238.8	13465.1	15065.9	18100.4	19915.0	2.3	-1.2	1.1	1.9	1.0
SECTORAL VALUE ADDED (in MEuro'13)		204.0	182.2	197.3	235.3	260.0	-1.1	0.8	1.8	1.0	
Industry		18.8	17.6	18.8	22.0	24.1	-0.7	0.6	1.6	0.9	
iron and steel		0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.1	-0.1	-0.2	-0.2	
non ferrous metals		0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.0	0.4	1.1	0.2	
chemicals		1.7	1.7	1.7	2.0	2.2	-0.3	0.5	1.6	0.7	
non metallic minerals		1.6	1.2	1.3	1.6	1.9	-2.7	0.9	2.1	1.5	
paper pulp		0.9	0.8	0.9	0.9	0.9	-0.8	0.6	0.7	-0.1	
food, drink and tobacco		6.9	6.9	7.9	9.8	11.5	0.0	1.3	2.3	1.6	
engineering		3.2	3.3	3.4	3.8	3.8	0.3	0.2	1.0	0.2	
textiles		1.1	0.8	0.7	0.6	0.6	-3.2	-1.9	-0.5	-1.3	
other industries (incl. printing)		2.2	1.7	1.8	1.9	1.9	-2.5	0.2	0.9	0.0	
Construction		7.1	5.0	5.3	6.5	7.6	-3.5	0.6	2.1	1.7	
Tertiary		171.3	153.7	167.6	200.7	222.1	-1.1	0.9	1.8	1.0	
market services		98.4	91.3	100.9	121.9	136.8	-0.7	1.0	1.9	1.2	
non market services		41.4	32.6	34.7	40.7	43.3	-2.4	0.6	1.6	0.6	
trade		24.9	23.6	26.1	31.8	35.9	-0.6	1.0	2.0	1.2	
agriculture		6.6	6.1	5.9	6.3	6.1	-0.7	-0.4	0.6	-0.3	
Energy sector and others		6.8	5.9	5.6	6.1	6.2	-1.4	-0.4	0.8	0.1	

Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2016)

SUMMARY ENERGY BALANCE AND INDICATORS (A)											Greece: Reference scenario				
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	'00-'10	'10-'20	'20-'30	'30-'50
												Annual % Change			
Population (in million)	11	11	11	11	11	10	10	10	10	9	9	0.3	-0.5	-0.5	-0.5
GDP (in 000 M€13)	190	231	232	200	207	213	225	246	268	282	296	2.0	-1.1	0.8	1.4
Gross Inland Consumption (ktoe)	28282	31410	28725	26055	25165	23054	20886	21083	20674	19210	18852	0.2	-1.3	-1.8	-0.5
Solids	9038	8944	7863	6765	5608	4573	2943	3071	2348	471	39	-1.4	-3.3	-6.2	-19.4
Oil	16085	18119	14974	12997	12166	10929	9728	9410	9122	8831	8684	-0.7	-2.1	-2.2	-0.6
Natural gas	1705	2354	3235	2979	3778	3346	3279	3434	3583	3629	3591	6.6	1.6	-1.4	0.5
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Electricity	-1	325	491	600	401	246	221	176	339	352	324	0.0	-2.0	-5.8	1.9
Renewable energy forms	1466	1868	2163	2714	3212	3961	4714	4993	5282	5928	6214	4.0	4.0	3.9	1.4
Energy Branch Consumption	1634	1820	1839	1906	1781	1636	1454	1447	1379	1245	1210	1.2	-0.3	-2.0	-0.9
Non-Energy Uses	719	761	1108	824	848	836	835	878	913	904	911	4.4	-2.6	-0.2	0.4
SECURITY OF SUPPLY															
Production (incl. recovery of products) (ktoe)	10012	10326	9461	9027	8311	8076	7266	7692	7229	6039	5923	-0.6	-1.3	-1.3	-1.0
Solids	8222	8538	7315	6430	5309	4315	2763	2914	2227	407	1	-1.2	-3.2	-6.3	-33.7
Oil	282	101	132	75	73	71	68	66	0	0	0	-7.3	-5.7	-0.7	-100.0
Natural gas	42	18	8	0	0	0	0	0	0	0	0	-15.8	-100.0	0.0	0.0
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Renewable energy sources	1466	1668	2006	2521	2929	3690	4435	4712	5002	5632	5922	3.2	3.9	4.2	1.5
Hydro	318	431	641	506	508	477	480	484	483	482	482	7.3	-2.3	-0.6	0.0
Biomass & Waste	1009	1015	919	1157	1335	1405	1492	1560	1626	1755	1740	-0.9	3.8	1.1	0.8
Wind	39	109	233	330	448	897	1372	1378	1536	1830	1909	19.7	6.7	11.8	1.7
Solar and others	99	101	197	514	624	893	1072	1267	1330	1537	1763	7.1	12.2	5.6	2.5
Geothermal	2	12	16	16	15	17	20	24	27	28	28	25.9	-0.4	2.5	1.8
Net Imports (ktoe)	22151	23498	21712	20957	19918	18010	16856	16426	16545	16313	16105	-0.2	-0.9	-1.8	-0.2
Solids	769	364	401	335	299	258	181	157	121	64	38	-6.3	-2.9	-4.9	-7.5
Oil	19695	20476	17433	15950	15121	13826	12614	12248	12049	11791	11659	-1.2	-1.4	-1.8	-0.4
Crude oil and Feedstocks	20596	19488	20633	24349	23331	21980	20730	20213	19845	19403	19064	0.0	1.2	-1.2	-0.4
Oil products	-900	988	-3200	-8399	-8211	-8154	-8115	-7965	-7795	-7612	-7405	13.5	9.9	-0.1	-0.5
Natural gas	1689	2332	3231	2979	3814	3410	3362	3565	3755	3811	3792	6.7	1.7	-1.3	0.6
Electricity	-1	325	491	600	401	246	221	176	339	352	324	0.0	-2.0	-5.8	1.9
Import Dependency (%)	69.5	68.6	69.1	69.0	70.6	69.0	69.6	68.1	69.6	73.0	73.1				
ELECTRICITY															
Gross Electricity generation by source ⁽¹⁾ (GWh _e)	53425	59427	57367	54082	50652	57523	54970	58077	57279	57025	58695	0.7	0.1	-0.5	0.3
Nuclear energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Solids	34313	35543	30797	26751	22885	19611	11963	12644	9364	1821	0	-1.1	-2.9	-6.3	-100.0
Oil (including refinery gas)	8885	9207	6089	4847	5122	2384	131	123	126	57	59	-3.7	-1.7	-30.7	-3.9
Gas (including derived gases)	5920	8171	9830	8817	13840	11444	11286	11389	11642	12620	12576	5.2	3.5	-2.0	0.5
Biomass-waste	163	222	319	195	382	660	812	1091	1081	1781	1784	6.9	1.8	7.8	4.0
Hydro (pumping excluded)	3693	5017	7460	5880	5901	5552	5578	5631	5618	5809	5607	7.3	-2.3	-0.6	0.0
Wind	451	1266	2714	3834	5207	10434	15949	16021	17857	21281	22200	19.7	6.7	11.8	1.7
Solar	0	1	158	3757	4715	7438	9252	11177	11611	13856	16368	0.0	40.4	7.0	2.9
Geothermal and other renewables	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	-100.0	0.0	0.0
Other fuels (hydrogen, methanol)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Net Generation Capacity (MW _e)	11212	13208	15889	19208	19703	22088	23780	24196	24086	25436	26514	3.5	2.2	1.9	0.5
Nuclear energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Renewable energy	3298	3598	4715	8146	9363	12651	15233	16105	16768	18962	20371	3.6	7.1	5.0	1.5
Hydro (pumping excluded)	3072	3106	3215	3389	3579	3579	3579	3579	3579	3579	3579	0.5	1.1	0.0	0.0
Wind	226	491	1298	2152	2637	4306	6038	6038	6567	7600	7884	19.1	7.3	8.6	1.3
Solar	0	1	202	2605	3147	4786	5616	6488	6622	7783	8908	0.0	31.6	6.0	2.3
Other renewables (tidal etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Thermal power	7914	9610	11174	11062	10340	9437	8548	8092	7318	6474	6143	3.5	-0.8	-1.9	-1.6
of which cogeneration units	195	3051	588	284	309	316	341	390	446	576	535	11.7	-6.2	1.0	2.3
of which CCS units	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Solids fired	4454	4754	4312	3923	3030	3100	2945	2834	2834	1405	833	-0.3	-3.5	-0.6	-6.0
Gas fired	1157	2203	4189	5062	5306	5272	4738	4418	3827	4416	4897	13.7	2.4	-1.1	0.2
Oil fired	2302	2625	2618	2022	1824	834	733	595	409	378	153	1.3	-3.6	-8.7	-7.5
Biomass-waste fired	1	28	55	55	180	230	232	245	249	275	260	50.5	12.6	2.5	0.6
Hydrogen plants	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Geothermal heat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Avg. Load factor of net power capacity ⁽²⁾ (%)	50.3	47.7	38.3	29.6	31.4	28.2	25.5	26.5	26.4	25.3	25.1				
Efficiency of gross thermal power generation (%)	36.9	37.0	37.5	38.6	41.4	42.7	43.2	43.0	43.7	54.8	58.5				
% of gross electricity from CHP	2.1	7.8	4.3	3.0	3.4	2.9	3.1	3.9	4.3	4.5	6.6				
% of electricity from CCS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
% of carbon free (RES, nuclear) gross electricity generation	8.1	10.9	18.6	25.3	27.9	41.9	57.5	58.4	63.1	74.6	78.4				
Fuel Inputs to Thermal Power Generation (GWh _e)	11482	12344	10787	9041	8776	8860	4819	5053	4370	2555	2122	-0.6	-2.0	-5.8	-4.0
Solids	8170	8694	7567	6558	5413	4399	2817	2972	2271	414	0	-0.8	-3.3	-6.3	-100.0
Oil (including refinery gas)	1978	1992	1278	1005	1071	504	43	40	42	15	16	-4.3	-1.8	-27.5	-5.0
Gas (including derived gases)	1280	1605	1863	1435	2209	1813	1783	1820	1855	1830	1811	3.8	1.7	-2.1	0.1
Biomass & Waste	64	52	79	43	83	144	176	221	203	296	295	2.2	0.4	7.8	2.8
Geothermal heat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hydrogen - Methanol	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fuel Input to other conversion processes	22570	21629	22585	24150	24139	22821	21638	21140	20716	20322	20015	0.0	0.7	-1.1	-0.4
Refineries	22508	21536	22462	23941	23853	22531	21335	20825	20387	19959	19627	0.0	0.6	-1.1	-0.4
Biofuels and hydrogen production	0	0	124	207	279	280	292	303	316	348	373	0.0	8.5	0.4	1.2
District heating	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0
Derived gases, cokeries etc.	62	93	0	2	7	9	11	12	13	14	15	-95.7	1750.7	5.2	1.5

Source: PRIMES

Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2016)

SUMMARY ENERGY BALANCE AND INDICATORS (B)											Greece: Reference scenario					
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	'00-'10	'10-'20	'20-'30	'30-'50	
TRANSPORT											Annual % Change					
Passenger transport activity (Gpkm)	129	153	161	164	172	177	184	193	200	207	213	2.2	0.7	0.7	0.7	
Public road transport	22	22	21	21	22	23	23	23	23	24	24	-0.3	0.6	0.2	0.2	
Private cars and motorcycles	67	90	105	106	108	108	110	112	114	114	115	4.7	0.2	0.2	0.2	
Rail	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5	5	-0.2	0.9	1.4	1.3	
Aviation ^(A)	30	31	24	26	32	35	40	45	50	55	60	-2.2	2.8	2.3	2.1	
Inland navigation	7	7	7	7	7	8	8	8	8	9	9	-0.1	0.2	0.6	0.6	
Freight transport activity (Gtkm)	38	34	37	37	39	41	42	44	46	47	48	-0.1	0.5	0.7	0.6	
Heavy goods and light commercial vehicles	28	24	30	30	32	33	34	35	36	37	38	0.8	0.5	0.7	0.5	
Rail	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3.7	0.8	0.9	0.8	
Inland navigation	9	9	6	6	7	7	7	8	8	9	9	-3.6	0.5	0.7	1.1	
Energy demand in transport (ktoe) ^(B)	7286	8174	8147	7472	7257	6975	6728	6780	6807	6828	6841	1.1	-1.2	-0.8	0.1	
Public road transport	423	438	403	403	408	398	387	379	373	368	363	-0.5	0.1	-0.5	-0.3	
Private cars and motorcycles	3327	4435	4483	4018	3698	3366	3074	2974	2910	2838	2774	3.0	-1.9	-1.8	-0.5	
Heavy goods and light commercial vehicles	1868	1426	1601	1480	1489	1466	1439	1430	1424	1419	1424	-0.4	-0.7	-0.3	0.0	
Rail	49	46	24	22	23	23	23	24	24	24	23	-6.8	-0.4	0.0	0.0	
Aviation	1325	1181	919	936	1016	1090	1156	1295	1379	1471	1543	-3.6	1.0	1.3	1.5	
Inland navigation	495	648	717	612	622	631	649	677	696	709	713	3.8	-1.4	0.4	0.5	
By transport activity																
Passenger transport	5530	6460	6297	5784	5553	5290	5063	5107	5126	5145	5146	1.3	-1.2	-0.9	0.1	
Freight transport	1756	1714	1850	1688	1704	1685	1665	1672	1681	1683	1695	0.5	-0.8	-0.2	0.1	
Other indicators																
Electricity in road transport (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	1.0	1.4	1.7	2.1	2.3					
Biofuels in total fuels (excl.hydrogen and electricity) (%)	0.0	0.0	1.5	2.8	3.9	4.1	4.5	4.6	4.7	5.0	5.1					
ENERGY EFFICIENCY																
Primary energy consumption	27573	30650	27617	25230	24317	22218	20851	20206	19761	18307	17941	0.0	-1.3	-1.9	-0.6	
Final Energy Demand	18676	20958	19197	17486	17105	16398	15635	15677	15739	15720	15657	0.3	-1.1	-0.9	0.0	
by sector																
Industry	4450	4161	3672	3224	3313	3193	2900	2917	2964	2975	2875	-1.9	-1.0	-1.3	0.0	
Energy intensive industries	2737	2588	2427	2157	2198	2094	1821	1873	1877	1879	1776	-1.2	-1.0	-1.9	-0.1	
Other industrial sectors	1714	1573	1245	1067	1115	1099	1079	1045	1087	1096	1100	-3.1	-1.1	-0.3	0.1	
Residential	4502	5510	4615	4351	4275	4084	3941	3852	3761	3661	3625	0.2	-0.8	-0.8	-0.4	
Tertiary	2426	3100	2752	2426	2247	2133	2051	2113	2191	2238	2298	1.3	-2.0	-0.9	0.6	
Transport ^(C)	7297	8188	8158	7484	7271	6989	6743	6795	6823	6845	6859	1.1	-1.1	-0.8	0.1	
by fuel																
Solids	891	458	302	208	195	175	126	99	77	56	30	-10.3	-4.3	-4.2	-5.7	
Oil	12744	14413	12110	10307	9478	8892	8267	7961	7680	7467	7343	-0.5	-2.4	-1.4	-0.6	
Gas	257	586	982	1018	1029	996	939	1033	1142	1190	1173	14.3	0.5	-0.9	1.1	
Electricity	3710	4377	4568	4397	4583	4472	4342	4547	4670	4744	4849	2.1	0.0	-0.5	0.6	
Heat (from CHP and District Heating)	28	49	46	44	51	60	71	90	100	97	90	5.2	0.9	3.4	1.7	
Renewable energy forms	1046	1076	1191	1510	1762	1793	1873	1929	2043	2107	2090	1.3	4.0	0.6	0.6	
Other	0	0	0	2	7	11	15	19	27	39	55	0.0	0.0	7.7	6.7	
Energy intensity indicators																
Gross Int. Cons./GDP (toe/M€13)	149	136	124	130	121	108	93	86	77	68	64	-1.8	-0.2	-2.6	-1.9	
Industry (Energy on Value added, index 2000=100)	100	88	101	99	98	92	80	74	70	67	62	0.1	-0.4	-2.0	-1.3	
Residential (Energy on Private Income, index 2000=100)	100	99	80	88	88	83	77	70	64	61	59	-2.2	0.9	-1.3	-1.3	
Tertiary (Energy on Value added, index 2000=100)	100	101	86	88	78	72	66	62	59	57	55	-1.5	-0.9	-1.8	-0.8	
Passenger transport (passenger) ^(D)	40	40	37	33	30	27	25	24	23	22	22	-0.9	-2.1	-1.7	-0.8	
Freight transport (tonnekm)	46	51	50	45	43	41	39	38	37	36	35	0.7	-1.3	-0.9	-0.6	
DECARBONISATION																
TOTAL GHG emissions (Mt of CO2 eq.)	133.3	139.6	121.4	105.7	96.6	85.1	71.7	70.9	66.7	55.9	52.6	-0.9	-2.3	-2.9	-1.5	
of which ETS sectors (2013 scope) GHG emissions		77.2	64.9	57.3	52.9	44.6	34.4	34.6	30.9	21.0	18.3		-2.0	-4.2	-3.1	
of which ESD sectors (2013 scope) GHG emissions		62.4	56.5	48.4	43.7	40.5	37.3	36.3	35.8	34.9	34.3		-2.6	-1.6	-0.4	
CO ₂ Emissions (energy related)	98.4	106.4	92.1	79.6	72.9	62.7	50.4	50.3	45.8	35.2	32.4	-0.7	-2.3	-3.6	-2.2	
Power generation/District heating	52.1	55.6	47.9	40.9	37.0	28.9	19.1	19.9	16.4	6.5	4.3	-0.8	-2.6	-6.4	-7.2	
Energy Branch	3.1	3.4	3.6	3.9	3.6	3.3	3.0	3.0	2.9	2.7	2.7	1.6	0.0	-1.5	-0.6	
Industry	10.4	8.9	7.2	6.2	6.0	5.3	4.5	3.8	3.4	3.2	2.8	-3.7	-1.8	-2.9	-2.2	
Residential	7.6	9.9	6.7	5.0	4.3	4.1	3.7	3.3	3.0	2.8	2.7	-1.3	-4.2	-1.6	-1.6	
Tertiary	3.4	4.3	2.8	1.8	1.2	1.0	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	-2.1	-8.0	-2.9	-0.5	
Transport	21.8	24.4	24.0	21.7	20.9	20.0	19.2	19.3	19.3	19.2	19.1	1.0	-1.4	-0.8	0.0	
CO ₂ Emissions (non energy and non land use related)	8.9	9.6	6.6	6.8	6.7	6.9	7.2	6.6	6.7	6.8	6.1	-2.9	0.1	0.8	-0.8	
Non-CO ₂ GHG emissions	26.1	23.6	22.6	19.3	16.9	15.4	14.0	14.1	14.2	13.9	14.1	-1.4	-2.9	-1.9	0.0	
TOTAL GHG emissions (excl. LULUCF) Index (1990=100)	124.1	129.9	113.0	98.4	89.9	79.2	66.7	66.0	62.1	52.0	49.0	-0.9	-2.3	-2.9	-1.5	
Carbon intensity indicators																
Electricity and Steam production (t of CO ₂ /MWh)	0.97	0.93	0.83	0.75	0.63	0.49	0.34	0.33	0.28	0.11	0.07	-1.6	-2.7	-6.0	-7.5	
Final energy demand (t of CO ₂ /toe)	2.32	2.26	2.12	1.99	1.89	1.86	1.81	1.74	1.69	1.65	1.62	-0.9	-1.1	-0.5	-0.5	
Industry	2.35	2.13	1.96	1.91	1.80	1.68	1.54	1.31	1.15	1.07	0.90	-1.8	-0.8	-1.6	-2.2	
Residential	1.69	1.79	1.45	1.16	1.01	1.00	0.93	0.86	0.80	0.76	0.73	-1.5	-3.5	-0.8	-1.2	
Tertiary	1.41	1.38	1.01	0.76	0.54	0.48	0.44	0.43	0.40	0.38	0.36	-3.3	-6.1	-2.0	-1.1	
Transport	2.99	2.98	2.94	2.90	2.87	2.87	2.85	2.84	2.82	2.80	2.78	-0.2	-0.2	-0.1	-0.1	
RES in Gross Final Energy Consumption ^(E) (in%)	7.2	7.0	9.7	14.4	18.4	23.6	29.6	31.4	33.5	37.8	40.0					
RES-H&C share	13.6	12.8	17.4	24.8	29.9	32.6	36.8	39.7	42.9	45.0	46.5					
RES-E share	7.2	8.2	12.3	22.4	25.8	30.9	35.0	36.6	39.2	42.9	45.0					
RES-T share (based on ILUC formula)	0.0	0.0	1.9	1.4	10.2	11.4	14.2	15.9	17.7	21.0	23.2					
MARKETS AND COMPETITIVENESS																
Average Cost of Gross Electricity Generation (€13/MWh)	60	63	72	85	97	99	100	92	87	72	64	1.9	3.0	0.3	-2.2	
Average Price of Electricity in Final demand sectors (€13/MWh)	74	78	108	124	137	146	155	154	149	153	154	3.8	2.4	1.2	0.0	
Total energy-rel. and other mitigation costs ^(F) (in 100 M€13)	15.2	20.2	26.7	26.6	31.4	32.8	34.2	35.9	37.4	38.9	39.9	5.8	1.6	0.9	0.8	
as % of GDP	8.0	8.7	11.5	13.3	15.1	15.4	15.2	14.6	14.0	13.8	13.5					

Source: PRIMES

Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2016)

Greece

Non-CO₂ GHG emissions Reference scenario

Non-CO ₂ GHG in Mt CO ₂ eq	UNFCCC CRF code 2015	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Total CH ₄		12.16	12.47	10.29	8.76	8.28	7.94	7.95	7.95	7.65	7.75
Total N ₂ O		5.88	5.58	4.90	4.77	4.67	4.56	4.45	4.43	4.40	4.41
Total F-gases		5.59	4.60	4.14	3.41	2.47	1.55	1.69	1.80	1.88	1.95
Agriculture	3A, 3B, 3C, 3D, 3F	8.72	9.08	8.26	8.17	8.14	8.17	8.26	8.35	8.46	8.59
Energy	1A, 1B	3.21	2.69	2.34	2.02	1.71	1.35	1.30	1.13	0.65	0.57
Industry	2B, 2C, 2E, 2G	2.28	0.55	0.28	0.18	0.17	0.17	0.18	0.18	0.18	0.18
Waste	5A, 5B, 5C	3.95	4.40	3.07	1.94	1.70	1.58	1.40	1.41	1.44	1.47
Wastewater	5D	1.86	1.69	1.59	1.60	1.58	1.59	1.64	1.68	1.70	1.73
Air conditioning & refrigeration	2F.1	3.68	4.21	3.78	3.07	2.16	1.26	1.37	1.47	1.54	1.60
Other sectors	2F, 2G	0.32	0.43	0.39	0.37	0.34	0.33	0.34	0.35	0.36	0.36
Calibration to UNFCCC 2005		-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39
whereof ETS sectors		0.58	0.45	0.18	0.08	0.08	0.07	0.09	0.09	0.09	0.09
whereof non-ETS sectors		23.05	22.20	19.15	16.86	15.35	13.98	14.01	14.10	13.84	14.01
Total non-CO ₂ GHGs		23.62	22.65	19.33	16.95	15.42	14.05	14.10	14.19	13.93	14.10

Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2016)

Greece

Non-CO₂ GHG emissions Reference scenario

Non-CO ₂ GHG in Mt CO ₂ eq	UNFCCC CRF code 2015	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Total CH ₄		12.16	12.47	10.29	8.76	8.28	7.94	7.95	7.95	7.65	7.75
Total N ₂ O		5.88	5.58	4.90	4.77	4.67	4.56	4.45	4.43	4.40	4.41
Total F-gases		5.59	4.60	4.14	3.41	2.47	1.55	1.69	1.80	1.88	1.95
Agriculture	3A, 3B, 3C, 3D, 3F	8.72	9.08	8.26	8.17	8.14	8.17	8.26	8.35	8.46	8.59
Energy	1A, 1B	3.21	2.69	2.34	2.02	1.71	1.35	1.30	1.13	0.65	0.57
Industry	2B, 2C, 2E, 2G	2.28	0.55	0.28	0.18	0.17	0.17	0.18	0.18	0.18	0.18
Waste	5A, 5B, 5C	3.95	4.40	3.07	1.94	1.70	1.58	1.40	1.41	1.44	1.47
Wastewater	5D	1.86	1.69	1.59	1.60	1.58	1.59	1.64	1.68	1.70	1.73
Air conditioning & refrigeration	2F.1	3.68	4.21	3.78	3.07	2.16	1.26	1.37	1.47	1.54	1.60
Other sectors	2F, 2G	0.32	0.43	0.39	0.37	0.34	0.33	0.34	0.35	0.36	0.36
Calibration to UNFCCC 2005		-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39
whereof ETS sectors		0.58	0.45	0.18	0.08	0.08	0.07	0.09	0.09	0.09	0.09
whereof non-ETS sectors		23.05	22.20	19.15	16.86	15.35	13.98	14.01	14.10	13.84	14.01
Total non-CO ₂ GHGs		23.62	22.65	19.33	16.95	15.42	14.05	14.10	14.19	13.93	14.10

Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2016)



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (IENE)
Αλεξάνδρου Σούτσου 3, 106 71 Αθήνα, Ελλάδα
T: +30 210 3628457, 3640278 Email: secretariat@iene.gr

www.iene.gr • www.iene.eu



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

www.iene.gr • www.iene.eu